

## UZASADNIENIE

### 1. POTRZEBA I CEL WYDANIA USTAWY

Obecne regulacje zawarte w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2025 r. poz. 498), zwanej dalej „ustawą offshore wind”, nie zapewniają wystarczających podstaw do rozwoju morskiej energetyki wiatrowej (MEW) w Polsce. W celu przyspieszenia realizacji i poprawy warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, dalej „MFW”, proponuje się również zmiany w innych obszarach, które zapewnią rozwiązania zmierzające do osiągnięcia skutecznego i zrównoważonego rozwoju MEW w Polsce.

W projekcie ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, zwanym dalej „projektem ustawy”, są dokonywane zmiany w ramach wielu obszarów dotyczących morskiej energetyki wiatrowej, których wspólnym celem jest usprawnienie realizacji projektów morskiej energetyki, a także szeroko pojęty rozwój sektora energii odnawialnej zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i spełniania zobowiązań międzynarodowych.

Zmiany wprowadzane projektem ustawy są kolejnym krokiem we wspieraniu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej (MEW), która stanowi jeden z fundamentów polskiej transformacji energetycznej, korzystnej z perspektywy cen energii, konkurencyjności polskiej gospodarki oraz tworzenia nowych miejsc pracy w Polsce w nadchodzących latach. Inwestycje w MEW, ze względu na zainstalowaną moc elektryczną, mają kluczowe znaczenie dla realizacji założonych przez polski rząd celów strategicznych w zakresie przyszłego miksu energetycznego oraz tempa realizacji transformacji polskiego sektora elektroenergetycznego.

Ponadto, dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652, dalej „dyrektywa RED III”, wprowadza nowe instrumenty służące do realizacji polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, wynikające z art. 15b i 15c dyrektywy RED III. Ich implementacja stanowi istotny krok w procesie dalszego rozwoju OZE, zapewniając znaczące usprawnienie procesów inwestycyjnych związanych z budową i przyłączaniem do sieci instalacji odnawialnego źródła energii.

Aktualnie jednymi z kluczowych barier dalszego rozwoju energetyki odnawialnej, zarówno w Polsce, jak i innych państwach europejskich są złożone i czasochłonne procedury administracyjne związane z uzyskiwaniem zezwoleń oraz przyłączaniem do sieci. W Polsce długość trwania procedur inwestycyjnych dla wielkoskalowej fotowoltaiki wynosi około 3 lat, natomiast dla lądowych farm wiatrowych około 7 lat, choć należy mieć na uwadze, że długość trwania procesu inwestycyjnego dla OZE jest uzależniona od różnych czynników, w tym m.in. od sprawności działań podejmowanych przez inwestorów. Niemniej niejednokrotnie największe wyzwanie w procesie inwestycyjnym OZE stanowią procedury przyłączeniowe i środowiskowe, jak również etap związany z lokalizacją inwestycji. Proponowane w tym projekcie przepisy mają natomiast przyczynić się do skrócenia ww. procesów poprzez określenie obszarów o największym potencjale do instalowania urządzeń OZE oraz umożliwienie wyznaczania konkretnych terenów, na których ich sytuowanie będzie przyspieszone w sposób systemowy (tzw. obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, dalej obszarów przyspieszonego rozwoju OZE” lub „OPRO”). Co do zasady mają być to obszary, gdzie instalacje OZE nie będą oddziaływały w znaczącym stopniu na środowisko.

Kolejno, przepisy ustawy z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, z późn. zm.), dalej „ustawa OZE” narzucają ograniczenia lokalizacyjne dla tworzonych spółdzielni energetycznych do obszarów gmin wiejskich i miejsko-wiejskich. Projekt ustawy zakłada zmianę z art. 38e ust. 1 pkt 1 ustawy OZE, a w rezultacie umożliwienie partycypacji mieszkańcom gmin miejskich w spółdzielniach energetycznych.

Proponuje się również poprawę warunków funkcjonowania prosumenta lokatorskiego, poprzez zwiększenie możliwej mocy zainstalowanej instalacji OZE jak również zwiększenie możliwości dla jej lokalizacji. Projekt przewiduje również rozszerzenie listy celów wykorzystania środków pochodzących z depozytu.

Ponadto proponuje się, aby członkowie klastra energii, którymi są JST lub tworzone przez nie spółki kapitałowe lub spółki, w których spółki tworzone przez JST posiadają więcej niż 50% udziałów, miały także możliwość zawarcia umowy na dostawę energii elektrycznej lub ciepła lub paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii należących do członków tego klastra energii bez obowiązku ogłoszenia w tym zakresie postępowania o udzielenie zamówienia publicznego, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w projektowanych regulacjach prawnych.

## 2. AKTUALNY STAN PRAWNY W DZIEDZINIE, KTÓREJ DOTYCZY PROJEKT USTAWY

### 1. Zmiany w aukcyjnym systemie wsparcia morskiej energetyki wiatrowej

#### I. Warunkowa prekwalifikacja

Przepisy ustawy offshore wind gwarantują, że do aukcji zostaną dopuszczone jedynie takie projekty, które ze względu na stopień zaawansowania dają wysokie prawdopodobieństwo skutecznej realizacji. Uzyskanie niezbędnych pozwoleń i decyzji jest procesem czasochłonnym i wieloetapowym. Brak uzyskania wszystkich wymaganych dokumentów może spowodować brak możliwości wzięcia udziału wytwórcy w aukcji. W świetle bowiem art. 27 ust. 2 ustawy offshore wind Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: URE) odmawia wydania zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji w przypadku gdy m.in. wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji nie spełnia wymagań określonych w przepisach, w gdy nie został do niego dołączony oryginał lub poświadczona kopia decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Brak przepisów w zakresie tzw. warunkowej prekwalifikacji, czyli możliwości uzyskania wstępnego zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, stanowi istotny element, który wymaga uzupełnienia dla skutecznego przeprowadzenia aukcji.

#### II. Umożliwienie przeprowadzenia aukcji interwencyjnej w 2026 r. w przypadku gdyby aukcja w 2025 r. nie została przeprowadzona lub rozstrzygnięta

Aukcyjny system wsparcia dla MFW zakłada przeprowadzenie pierwszej aukcji w 2025 r. Lata, w których przeprowadza się aukcje, zostały precyzyjnie określone w art. 29 ustawy offshore wind. Zgodnie z obecnie obowiązującym stanem prawnym, aukcji nie przeprowadza się z uwagi na mniejszą niż trzy liczbę wydanych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji albo aukcji nie rozstrzyga się, jeżeli zostały złożone mniej niż trzy ważne oferty spełniające wymagania określone w ustawie offshore wind (art. 30 ust. 4 i 6).

Fiasko pierwszej aukcji może doprowadzić do wystąpienia zjawiska tzw. luki inwestycyjnej, która skutkować może przeniesieniem zaangażowania dostawców komponentów i usług na inne rynki, a także spiętrzeniu się inwestycji. W razie niepowodzenia aukcji w 2025 r. dostępny w ramach tej aukcji wolumen zostanie przeniesiony na aukcję w 2027 r., co oznacza organizację aukcji z wolumenem aż 8 GW). Tak istotne spiętrzenie inwestycji w jednym okresie byłoby niekorzystne zarówno z punktu widzenia rozwoju polskiej gospodarki (odłożenie w czasie zamówień na usługi i komponenty oraz punktowe, duże zamówienia w jednym okresie), jak

i inwestorów – duża pula projektów realizowanych w całej Europie może oznaczać opóźnienia w ich realizacji. Finalnie, równoległa budowa tak istotnego wolumenu projektów może oznaczać nieoptymalne (z punktu widzenia odbiorcy końcowego) rozstrzygnięcia kosztowe (z uwagi na czasowe ograniczenia realizacji inwestycji po wygranej w aukcji, inwestorzy musieliby konkurować z dużą liczbą innych projektów o dostęp do usług i komponentów, windując tym samym ich ceny).

### III. Umożliwienie obszarom z I fazy uczestniczenie w aukcjach w odniesieniu do niewykorzystanej mocy

Brak jest w ustawie offshore wind rozwiązań pozwalających na wykorzystanie zasobów MEW w przypadku, w którym moc wskazana w decyzji lokalizacyjnej dla MFW i wydanych warunkach przyłączenia jest wyższa aniżeli moc, dla której przyznano wsparcie w ramach I fazy. Brak takiego rozwiązania zmniejsza podaż projektów oraz powoduje, że stosunkowo duże moce nie mogą uzyskać wsparcia.

### IV. Umożliwienie złożenia dwóch oddzielnych ofert aukcyjnych dla dwóch MFW zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru wskazanego w załączniku 2 do ustawy offshore wind pod warunkiem posiadania osobnego wyprowadzenia mocy

Ustawa offshore wind nie precyzuje sytuacji złożenia oddzielnych ofert aukcyjnych dla MFW zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru. Obowiązuje jedynie ogólna norma wyrażona w art. 26 ust. 1 ustawy offshore wind, zgodnie z którą prawo do pokrycia ujemnego salda może być przyznane w drodze aukcji wytwórcy, który uzyskał zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji oraz wytworzy energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w MFW zlokalizowanej w granicach obszaru określonego w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy. Brak uregulowań w tym zakresie skutkuje niepewnością prawną, która może mieć wpływ na skuteczne rozstrzygnięcie aukcji.

### V. Dostosowanie przepisów do rozliczania ujemnego salda w całości lub części w euro

W ustawie offshore wind przewidziano delegację ustawową do wydania obwieszczenia, w którym ogłasza się kurs wymiany euro, jedynie względem I fazy systemu wsparcia. Została ona uregulowana w art. 25a ustawy offshore wind. Brak analogicznego rozwiązania w odniesieniu do II fazy systemu wsparcia wymusza konieczność uzupełnienia luki prawnej.

### VI. Zmiana sposobu waloryzacji wsparcia w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4

Dotychczasowe przepisy ustawy offshore wind, przewidujące w art. 38 ust. 5 coroczną waloryzację wsparcia przyznanego uczestnikowi aukcji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, są problematyczne z punktu widzenia przewidywalności inwestycji. Nie regulują one bowiem sytuacji, w której średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych znacznie przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej. Brak długofalowej przewidywalności co do wysokości średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem powoduje brak stabilności w szacunkach finansowych i może skutkować dużym ryzykiem dla projektów.

## VII. Doprecyzowanie i uproszczenie procedury dopuszczenia do udziału w aukcji i zasad składania ofert w aukcji

Aktualne przepisy art. 26 i art. 31 ustawy offshore wind nie są wystarczająco precyzyjne. Odnoszą się do kilku miejsc przyłączenia MFW, pomimo że MFW jest przyłączana tylko w jednym miejscu. Także nie wskazują, że chodzi o daną MFW.

Ponadto aktualne brzmienia art. 26 ust. 5 pkt 6 ustawy offshore wind obliguje wytwórcę do potwierdzenia ustanowienia zabezpieczenia oraz - w przypadku ustanowienia kaucji - przekazania numer rachunku bankowego prowadzonego w złotych. Ponadto art. 26 ust. 6 ustawy offshore wind obliguje wytwórcę do załączenia do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji informacji określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 37 ust. 6 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej.

W związku z tym, że zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji jest ważne 36 miesięcy i sytuacja wytwórcy przez ten czas może się znacznie zmienić, skuteczniejszym od obowiązku dołączenia potwierdzenia ustanowienia zabezpieczenia (przy pozostawieniu obowiązku jego ustanowienia) rozwiązaniem będzie wymaganie pod rygorem karnym złożenia przez wytwórcę oświadczenia, że przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji.

### **2. Pokrycie ujemnego salda w przypadku redysponowania MFW na zasadach rynkowych**

Aktualnie przepisy ustawy offshore wind przewidują rekompensaty dla wytwórców energii w MFW w przypadku redysponowania na zasadach nierynkowych. Podstawę prawną w tym

zakresie stanowi art. 40 ust. 3 ustawy offshore wind, zgodnie z którym w przypadku braku możliwości wprowadzenia całości lub części energii elektrycznej wytworzonej w MFW do sieci na skutek redysponowania MFW przez operatora systemu przesyłowego (OSP) lub operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), nieopartego na zasadach rynkowych, wytwórcy w zakresie ilości energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci w wyniku tego redysponowania, przysługuje prawo do rekompensaty finansowej, z wyjątkiem przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii oraz do pokrycia ujemnego salda w przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii.

Wynika to z faktu, że w trakcie prac nad ustawą offshore wind MFW nie były traktowane jak Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (JWCD). W związku ze zmianami zasad funkcjonowania rynku bilansującego MFW przyłączone do sieci przesyłowej będą miały obowiązek aktywnego uczestnictwa bilansowaniu systemu w ramach rynku bilansującego. Aktywne uczestnictwo w rynku bilansującym polega m.in na składaniu ofert na dostawę energii bilansującej i mocy bilansujących. Oferty te są kształtowane indywidualnie przez uczestników rynku bilansującego. Bilansowanie systemu elektroenergetycznego w ramach rynku bilansującego jest oparte na zasadach rynkowych. Z tego względu wszelkie działania w ramach rynku bilansującego (redukcja generacji lub wymuszenie generacji) są oparte również na zasadach rynkowych.

Ponadto, umowy o przyłączenie do sieci morskich farm wiatrowych przyłączanych do sieci przesyłowej zawierają obligatoryjnie postanowienia dot. braku gwarancji pełnego wyprowadzenia mocy z tych farm w okresie 7 lat od otrzymania przez właściwego operatora informacji o uzyskaniu przez daną farmę prawa do pokrycia ujemnego salda. Po upływie tego terminu – zgodnie z art. 54 ustawy offshore wind – operator ma obowiązek zagwarantowania niezawodnego wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych, które uzyskały prawo do pokrycia ujemnego salda.

W związku z tym, że wszystkie MFW będą przyłączone do sieci przesyłowej, obowiązkowo będą one objęte obowiązkiem aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym, a tym samym – w stosunku do żadnej z nich nie zajdzie okoliczność redysponowania na zasadach nierynkowych. Oznacza to, że intencja ustawodawcy dotycząca zagwarantowania MFW formy rekompensaty (prawa do pokrycia ujemnego salda od Zarządcy Rozliczeń) z tytułu ograniczania produkcji MFW w wyniku redysponowania również w 7-letnim okresie, o którym mowa powyżej, nie zostanie zrealizowana.

Zgodnie z § 2 pkt 11 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2023 poz. 819), jednostka wytwórcza centralnie dysponowana (JWCD) stanowi moduł wytwarzania energii:

- a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
- b) cieplny kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, albo
- c) przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV inny niż określony w lit. b, którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą energii elektrycznej i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony.

Zgodnie z obecnie obowiązującym stanem prawnym, wszystkie JWCD generalnie funkcjonują na tych samych zasadach na rynku bilansującym – muszą składać oferty dotyczące redukcji ich generacji na polecenie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Zasady rozliczania redysponowania w ramach rynku bilansującego rozróżniają jednak sytuację, w której wytwórca posiada gwarancję niezawodnych dostaw (pełnego wyprowadzenia energii) od sytuacji wytwórcy, który takiej gwarancji nie posiada. W pierwszym przypadku rozliczenie redysponowania następuje po wyższej (max) z dwóch cen: cenie ofertowej redukcji i cenie wymuszonego odbioru energii z rynku bilansującego. W drugim przypadku z kolei rozliczenie odbywa się po najwyższej (max) z trzech cen, uwzględniając także cenę krańcową wyznaczoną w ramach rynku bilansującego. W związku z kierunkami znaków na rynku bilansującym, dodatnia cena odbioru energii oznacza konieczność zapłaty przez wytwórcę za redukcję jego produkcji, natomiast ujemna cena odbioru energii oznacza płatność od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do wytwórcy za redukcję. Tym samym w przypadku braku gwarancji niezawodnych dostaw energii, redukowana MFW może być rozliczana po cenie krańcowej, która może być wyższa (mniej korzystna dla wytwórcy) niż jego cena ofertowa i wyższa niż administracyjnie wyznaczona cena wymuszonego odbioru energii z rynku bilansującego (która gwarantuje sumaryczne uzyskanie przez wytwórcę przychodu na poziomie wynikającym z ceny referencyjnej w ramach kontraktu różnicowego). Wytwórca nie będzie miał zatem możliwości mitygacji ryzyka utraty przychodów do czasu zapewnienia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego gwarancji niezawodnych dostaw

energii. Stąd proponowane rozwiązania przyznają wytwórcy możliwość uzyskania od Zarządcy Rozliczeń prawa do pokrycia ujemnego salda jako formy rekompensaty za ograniczenie produkcji w wyniku redysponowania w przypadku braku gwarancji pełnego wyprowadzenia mocy.

Brak wprowadzenia przedmiotowej zmiany doprowadzi do braku rekompensat dla wytwórców w okresie 7-letniego terminu, o którym mowa w art. 54 ustawy offshore wind, a w konsekwencji może skutkować opóźnieniem realizacji projektów morskich farm wiatrowych do czasu upływu tego terminu, aby nie rozpoczynać produkcji nie mając gwarancji pełnego wyprowadzenia mocy i nie posiadając prawa do rekompensaty z tytułu potencjalnych ograniczeń produkcji w wyniku poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

W związku z tym przepisy dotyczące możliwości pokrycia ujemnego salda wymagają dostosowania do sytuacji redysponowania na zasadach rynkowych w okresie, w którym operator systemu elektroenergetycznego nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii.

### **3. Sprzedaż energii w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) MFW**

W aktualnie obowiązującym stanie prawnym istnieje co prawda możliwość sprzedaży energii elektrycznej z MFW w okresie oddawania ich do użytkowania na rynku bilansującym. Konsekwencją takiej sytuacji jest jednak brak konieczności informowania operatora systemu przesyłowego o prognozowanej produkcji energii elektrycznej, co z kolei może spowodować znaczące utrudnienia w bilansowaniu systemu w czasie rzeczywistym oraz koszty tego bilansowania. Obecnie obowiązujące przepisy ustawy offshore wind nie regulują jednak praw i obowiązków takiego wytwórcy, zasad rozliczania energii elektrycznej w tym okresie ani statusu tej energii, jak również procedury wydawania tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) pomimo występowania takich rozwiązań na poziomie unijnym, tj. w rozporządzeniu 2016/631.

### **4. Umożliwienie mikroprzesunięć fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych**

Obecnie przepisy ustawy offshore wind umożliwiają zmianę rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW. Zgodnie z art. 81 ustawy offshore wind, zmiana rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w ramach lokalizacji określonej pozwoleniem na wnoszenie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla MFW (PSZW), nie stanowi istotnego odstępienia od

zatwierdzonego projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego lub innych warunków pozwolenia na budowę. Zmiana taka jest jednak obwarowana szeregiem warunków i wymaga zgody właściwego dyrektora urzędu morskiego. Do tych warunków należą niemożliwe do przewidzenia wcześniej uwarunkowania geologiczne oraz brak konieczności zmiany PSZW lub decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Dyrektor urzędu morskiego może wydać ewentualną zgodę w terminie 14 dni od wpłynięcia wniosku. Dodatkowym obostrzeniem w przypadku zajścia konieczności zmian rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest możliwość odmowy udzielenia zgody, jeżeli zmiana taka wpłynie niekorzystnie na bezpieczeństwo żeglugi oraz środowisko. Co więcej będzie ona wymagała aktualizacji ekspertyz i planów, nie później niż na 90 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w MFW lub jej części.

Instalacja infrastruktury na morzu jest przedsięwzięciem bardzo skomplikowanym oraz niezwykle kosztownym. Ze względu na czynniki atmosferyczne, zakłócenia urządzeń pomiarowych czy niespodziewane uwarunkowania geologiczne, nawet zachowując najwyższe standardy należytej staranności, może dojść do nieznacznego przesunięcia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW względem zatwierdzonego projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego lub innych warunków pozwolenia na budowę. 14-dniowy czas oczekiwania na zgodę dyrektora urzędu morskiego oraz możliwość jej odmowy ze względów bezpieczeństwa żeglugi morskiej czy środowiskowych, a także konieczność sporządzenia aktualizacji ekspertyz i planów prowadzi niepotrzebnie do opóźnienia i utrudnień w realizacji inwestycji.

#### **5. Współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów**

W chwili obecnej nie ma w ustawie offshore wind przepisów precyzujących sposób prawidłowego wyposażenia MFW w systemy pomiarowo-rozliczeniowe i rozliczania ujemnego salda w przypadku współwykorzystania przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów. Niezbędne jest zatem uregulowanie tej kwestii w rozdziale pt. zasady przyłączania wytwórców do sieci i rozporządzania zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz morską farmą wiatrową, a także innych przepisach, na które powyższe współdzielenie może mieć wpływ.

Współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów może zostać uznane za tzw. cable pooling, czyli instytucję umożliwiającą przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w jednym miejscu dwóch lub większej liczby instalacji odnawialnego źródła energii, które mogą należeć do jednego lub kilku wytwórców. Przepisy art. 7 ust. 1f ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz. 266 z późn. zm.) nie wprowadzają ograniczenia, że przyłączane instalacje odnawialnych źródeł energii powinny należeć do różnych rodzajów instalacji. Zasadne jest zatem, m.in. ze względu na rozliczenie ujemnego salda, uregulowanie tej kwestii w przepisach poprzez wskazanie wprost, że wobec ww. współdzielenia nie mają zastosowania przepisy o cable pooling.

## **6. Niezbędne doprecyzowania w zakresie etapowania inwestycji**

Art. 10 ustawy offshore wind zawiera wzór określający sposób obliczenia ceny skorygowanej stanowiącej podstawę wypłaty ujemnego salda, w przypadku gdy na realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy została przyznana pomoc inwestycyjna. Elementem tego wzoru jest m.in. ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, w oparciu o moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej, objętą wnioskiem o udzielenie lub zmianę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Jednocześnie art. 7 ust. 2 ustawy offshore wind przewiduje, w związku z możliwością realizacji inwestycji etapami, możliwość etapowego występowania z wnioskiem do Prezesa URE o udzielenie koncesji. Zgodnie z tym przepisem, w przypadku gdy MFW jest budowana i oddawana do użytkowania etapami, ilość energii elektrycznej, dla której wytwórca ma prawo wystąpić o pokrycie ujemnego salda oblicza się w oparciu o każdorazową moc zainstalowaną elektryczną MFW wynikającą z koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wydanej wytwórcy dla ukończonych etapów budowy.

Może zatem dojść do sytuacji, w której cena skorygowana będzie wyliczana w oparciu o wartość udzielonego wsparcia inwestycyjnego dotyczącego całej morskiej farmy wiatrowej. Prowadzić to może do znacznego jej obniżenia, a tym samym zaniżenia poziomu wsparcia. W związku z powyższym, przepisy dotyczące sposobu obliczania pomocy inwestycyjnej powinny uwzględniać sytuację etapowego uzyskiwania koncesji. Tym bardziej, że zgodnie z art. 10 ust. 3 ustawy offshore wind, wartość pomocy inwestycyjnej oblicza się na dzień złożenia wniosku o udzielenie koncesji.

## **7. Czas pracy w portach morskich lub bazach serwisowych**

Obecne przepisy szeroko pojętego prawa pracy nie są w pełni dostosowane do specyficznego charakteru zadań związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury.

Zgodnie z obowiązującymi regulacjami, odnośnie do czasu pracy osób znajdujących się w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych, zastosowanie mają przepisy działu VI ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. - Kodeks Pracy (Dz. U. z 2023 r. poz. 1465 oraz z 2024 r. poz. 878, 1222, 1871 i 1965). Obowiązują jednak również uregulowania szczególne w zakresie pracy na morzu, jak np. ustawa z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2257) oraz ustawa z dnia 23 maja 1991 r. o pracy na morskich statkach handlowych (Dz. U. z 2014 r. poz. 430), mające jednak zastosowanie do pracy na statkach morskich.

Pracowników znajdujących się na lądzie, co do zasady obowiązuje 8-godzinny czas pracy. Na podstawie art. 135 ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. - Kodeks Pracy, jeżeli jest to uzasadnione rodzajem pracy lub jej organizacją, jest dopuszczalne przedłużenie dobowego wymiaru czasu pracy, nie więcej jednak niż do 12 godzin, w okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym 1 miesiąca. Zgodnie zaś z art. 136 Kodeksu Pracy przy pracach polegających na dozorze urządzeń lub związanych z częściowym pozostawianiem w pogotowiu do pracy może być stosowany system równoważnego czasu pracy, w którym jest dopuszczalne przedłużenie dobowego wymiaru czasu pracy, nie więcej jednak niż do 16 godzin, w okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym 1 miesiąca. Jednocześnie na podstawie art. 138 Kodeksu Pracy przy pracach, które ze względu na technologię produkcji nie mogą być wstrzymane (praca w ruchu ciągłym), może być stosowany system czasu pracy, w którym jest dopuszczalne przedłużenie czasu pracy do 43 godzin przeciętnie na tydzień w okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym 4 tygodni, a jednego dnia w niektórych tygodniach w tym okresie dobowy wymiar czasu pracy może być przedłużony do 12 godzin. Za każdą godzinę pracy powyżej 8 godzin na dobę w dniu wykonywania pracy w przedłużonym wymiarze czasu pracy pracownikowi przysługuje dodatek do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 1511 § 1 pkt 1 Kodeksu Pracy. Jednocześnie w świetle art. 133 Kodeksu Pracy o minimalnym tygodniowym odpoczynku od pracy, pracownikowi przysługuje w każdym tygodniu prawo do co najmniej 35 godzin nieprzerwanego odpoczynku, obejmującego co najmniej 11 godzin nieprzerwanego odpoczynku dobowego.

Tymczasem pracownicy znajdujący się na lądzie, wykonujący pracę w terminalach instalacyjnych i serwisowych dla morskich farm wiatrowych, a także w stacji elektroenergetycznej na lądzie, powinni, ze względu na specyficzny charakter realizowanych

zadań związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury oraz ścisły związek zadań wykonywanych w portach i na morzu, podlegać tym samym normom czasu pracy, co pracownicy wykonujący pracę na morzu. Wykonywanie prac w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych (na lądzie) jest ściśle powiązane z realizacją zadań polegających na instalacji i serwisie morskich turbin wiatrowych czy też wykonywaniem takich prac w odniesieniu do zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy (na morzu). Prace te powinny odbywać się w sposób skoordynowany i jednocześnie. Specyficzny charakter pracy w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy, eksploatacji lub likwidacji MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, polega na konieczności natychmiastowego dostarczenia lub naprawy urządzeń technicznych w sposób pozwalający na zapewnienie kontynuacji dostaw energii elektrycznej. Ze względu na trudne warunki panujące na morzu reakcja odpowiednich służb wymaga jednak dużo dłuższego okresu zaangażowania niż ma to miejsce w odniesieniu do urządzeń technicznych znajdujących się na lądzie. Specyfika instalacji morskich turbin wiatrowych czy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy polega również na konieczności zapewnienia ciągłości działań przez wiele dni w celu ukończenia skomplikowanych procesów związanych z tą instalacją.

#### **8. Uniemożliwienie ponownego przyznania wsparcia dla danego projektu MFW, który wsparcie otrzymał, na zasadach określonych w rozdziale 3 albo rozdziale 4**

Aktualne przepisy ustawy offshore wind (art. 19) przewidują potencjalną możliwość wycofania danego projektu MFW ze wsparcia w ramach I fazy systemu wsparcia poprzez złożenie stosownego oświadczenia, co otwiera drogę, aby móc wystartować z danym projektem MFW w aukcji.

Ustawa offshore wind nie zawiera przepisów zakazujących rezygnacji z prawa do pokrycia ujemnego salda. Należy bowiem wyraźnie podkreślić, że wzięcie udziału w systemie wsparcia jest uprawnieniem, nie zaś obowiązkiem inwestora. Działając w granicach swobody prowadzonej przez siebie działalności powinien być on uprawniony do rezygnacji z przyznanych, na jego wniosek uprawnień. Tym bardziej, w sytuacji, w której pomoc nie została jeszcze udzielona. Zważywszy na to, że wsparcie przyznaje się w drodze decyzji, inwestorzy będący ich stroną mogą skorzystać z możliwości, które dają ogólne przepisy postępowania administracyjnego, tj. art. 155 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2024 r. poz. 572).

Możliwość ponownego przyznania wsparcia dla projektu MFW, który z tego wsparcia zrezygnował, mogłaby powodować że inwestorzy będą wstrzymywać realizację projektów MFW, w przypadku gdy w fazie aukcyjnej mogliby otrzymać wyższe wsparcie. Takie działanie prowadziłoby nie tylko do zagrożenia osiągnięcia celów strategicznych, ale także powodowałoby „kanibalizację” mocy aukcyjnych.

#### **9. Zmiana katalogu okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym**

W toku uzgodnień, opiniowania i konsultacji publicznych projektu ustawy zgłoszono uwagi wskazujące, że zawarty w art. 24 ustawy offshore wind katalog okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym nie jest wystarczający i powinien uwzględniać też takie okoliczności jak stan zagrożenia epidemicznego lub epidemii oraz awarię krajowego systemu elektroenergetycznego.

Dodatkowo, projektodawca zauważył brak klarownych przepisów regulujących okres wydłużenia o jaki można przesunąć termin wytworzenia i wprowadzenia energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej po raz pierwszy. Dodatkowo, obecnie brzmienie przepisów art. 38 ust. 5 ustawy offshore wind powoduje, że wraz z wydaniem na podstawie art. 24 ustawy offshore wind, decyzji o wydłużeniu terminu na wytworzenie i wprowadzenie energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej po raz pierwszy dochodzi do „mnożenia” okresów waloryzacji wsparcia, czy to wynikającej z decyzji Prezesa URE czy to z oferty aukcyjnej. Przepisy art. 24 i nawiązującego do niego art. 35 ustawy offshore wind mają na celu umożliwić wytwórcy dalszą realizację inwestycji w przypadku wystąpienia nadzwyczajnych okoliczności. Nie mają na celu wprowadzania dodatkowych korzyści z tytułu opóźnienia realizacji inwestycji..

#### **10. Zmiana reguł wydatkowych**

Reguła wydatkowo unormowana w art. 112 ustawy offshore wind przewidywała środki dla Prezesa URE na działania związane z zapewnieniem prawidłowości funkcjonowania Internetowej Platformy Aukcyjnej w zakresie obsługi MFW. W celu ujednolicenia podejścia dla wszystkich źródeł OZE zdecydowano się na zmianę źródła finansowania w taki sposób, że koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji Internetowej Platformy Aukcyjnej w zakresie obsługi MFW, pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej. W związku z powyższym

zaistniała konieczność obniżenia limitu wydatków przewidzianych dla Prezesa URE w latach 2025-2030.

Reguła wydatkowa unormowana w art. 113 ustawy offshore wind przewidująca środki finansowe do 2030 r. na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu nie koresponduje z obecnym wzrostem wynagrodzeń w sferze budżetowej jak również zmianą obciążenia w wykonywaniu zadań ministra właściwego do spraw klimatu oraz ministra właściwego do spraw środowiska. Wg przyjętych kilka lat temu rozwiązań, na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu wynikających z ustawy offshore wind przewidziano środki w wysokości jedynie 266 029,58 zł rocznie, przyjmując jednocześnie ten sam poziom wydatków na ten cel dla ministra właściwego do spraw środowiska.

Obecne limity nie są dostosowane do charakteru realizowanych obowiązków, które wymagają szczegółowej wiedzy eksperckiej i znacznego doświadczenia. Szczególnie duże obciążenie wynika z zadań nałożonych na ministra właściwego do spraw klimatu, dlatego proponuje się przeniesienie na ministra właściwego do spraw klimatu limitu wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw środowiska.

Podobnie zawarta w obecnie obowiązującym art. 115 ustawy offshore wind reguła wydatkowa określająca limit wydatków dla Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Regionalnych Dyrektorów Ochrony Środowiska w Gdańsku i w Szczecinie na wykonywanie zadań wynikających z ustawy również wymaga dostosowania do wzrostu wynagrodzeń w sferze budżetowej. Reguła ustala maksymalne kwoty wydatków na lata 2021 – 2030, z czego w roku 2021 limitem jest 350 tys. zł a w kolejnych latach limit wynosi 588 tys. zł. Do obliczeń przyjęto wówczas 7 etatów. Daje to średnią wysokość wynagrodzenia na poziomie ok. 5 400 zł miesięcznie z uwzględnieniem dodatków i nagród okresowych, niezmiennie przez 10 lat. Jest to kwota znacznie poniżej średniej w Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska oraz w Regionalnych Dyrekcjach Ochrony Środowiska. Wg stanu na koniec 2024 r. średnie wynagrodzenie w jednostkach, których dotyczy reguła wydatkowa wynosi od 8,3 tys. zł do 10,9 tys. zł miesięcznie. Zauważyć przy tym należy, że wynagrodzenie w korpusie służby cywilnej wzrosło m.in. w związku z podwyższaniem w ustawach budżetowych w latach 2021-2025 kwoty bazowej, tj.:

- 2022 – 4,4% wzrost przeciętnego wynagrodzenia;
- 2023 – 7,8% wzrost kwoty bazowej;
- 2024 – 20% wzrost kwoty bazowej;

- 2025 – 5% wzrost kwoty bazowej.

Zrozumiała jest zatem konieczność aktualizacji reguły, również ze względu na brak ujęcia waloryzacji, co jest niezgodne z wytycznymi Ministra Finansów.

## **11. Modyfikacje redakcyjno-techniczne w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych**

- zmiana definicji MFW

Zgodnie z obecnie obowiązującą definicją MFW stanowi ona instalację, w skład której wchodzi oprócz morskich turbin wiatrowych oraz stacji elektroenergetycznych na morzu jedynie sieć średniego napięcia. Ze względu na znaczną moc MFW zasadne jest rozszerzenie tej definicji o sieć wysokiego napięcia.

- zniesienie nadmiarowego rygoru natychmiastowej wykonalności decyzji administracyjnych w przedmiocie zatwierdzenia dokumentacji geologicznej

Zgodnie z obecnie obowiązującym art. 77 ust. 1 ustawy offshore wind, decyzje administracyjne w przedmiocie zatwierdzenia projektu robót geologicznych sporządzonego w celu określenia warunków geologiczno-inżynierskich na potrzeby posadowienia MFW oraz urządzeń i obiektów wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także w przedmiocie zatwierdzenia dokumentacji geologicznej w ww. zakresie podlegają natychmiastowemu wykonaniu. W odniesieniu do tych drugich decyzji utrzymanie rygoru natychmiastowej wykonalności jest bezcelowe, gdyż decyzje zatwierdzające dokumentacje geologiczne nie podlegają wykonaniu.

- ujednolicenie nomenklatury

Ustawa offshore wind w kilku miejscach niekonsekwentnie posługuje się pojęciem „przedsiębiorstwa energetycznego” lub „przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej” zamiast pojęciem występującym w przeważającej części przepisów ustawy, tj. „operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego”.

## **12. Ustawa o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej**

### **a. wydłużenie terminu ważności pozwoleń i uzgodnień lokalizacyjnych dla MFW oraz zespołu urządzeń wyprowadzających moc**

Zgodnie z art. 23 ust. 6 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1125), zwanej dalej „ustawą o obszarach

morskich”, PSZW w przypadku MFW jest wydawane na okres od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna, do upływu 30 lat liczonych od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie tej MFW. W świetle zaś art. 23 ust. 6c pkt 2 ustawy o obszarach morskich, jeżeli w ciągu 5 lat od dnia rozpoczęcia budowy nie zostanie podjęte wykorzystywanie sztucznej wyspy, konstrukcji i urządzeń stwierdzone jest wygaśnięcie PSZW.

Ponadto, zgodnie z art. 26 ust. 5 ustawy o obszarach morskich, pozwolenie na lokalizację kabli jest wydawane na okres od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna, do upływu 30 lat od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie MFW. W świetle zaś ust. 6 pkt 2 tego artykułu, jeżeli w okresie 15 lat od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na lokalizację kabli, stała się ostateczna, nie zostanie podjęte wykorzystywanie tych kabli organ, który wydał pozwolenie, stwierdza jego wygaśnięcie.

Zgodnie z art. 66a ust. 2 ustawy o obszarach morskich, jeżeli w okresie 15 lat od dnia wydania PSZW inwestor nie uzyska pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia objętego tym pozwoleniem, organ, który wydał pozwolenie, stwierdza, w drodze decyzji, wygaśnięcie tego pozwolenia. Zgodnie z ust. 3 tego artykułu, inwestor będzie mógł jednak ubiegać się o wydłużenie ww. 15-letniego terminu. Jeżeli inwestor, nie później niż 60 dni przed upływem powyższego okresu złoży organowi, który wydał pozwolenie, wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające podjęcie wszystkich czynności wymaganych przez prawo, zmierzających do uzyskania pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia, termin ten zostanie przedłużony na czas niezbędny do uzyskania pozwolenia na budowę, jednak nie dłuższy niż 2 lata od dnia, w którym upłynął 15-letni termin od dnia wydania PSZW. W świetle ust. 5, jeżeli w ww. okresach inwestor nie rozpocznie układania kabli wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, dla których wydano pozwolenia i uzgodnienia, organ, który wydał te pozwolenia i uzgodnienia, stwierdzi ich wygaśnięcie.

Powyższe uregulowania stwarzają ryzyko, że w szczególności dla tych PSZW, które zostały wydane w 2012 roku mogą one wygasnąć przed rozstrzygnięciem aukcji. Wygaśnięcie tych pozwoleń powoduje konieczność wszczęcia procedury ponownego przyznawania PSZW dla danego obszaru co może skutkować znacznym opóźnieniem osiągnięcia celów oraz transformacji energetycznej Polski.

#### b. tworzenie stref bezpieczeństwa dla MFW

Obecnie funkcjonują ogólne regulacje dotyczące tworzenia stref bezpieczeństwa. Zgodnie z nimi wokół sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń lub ich zespołów rozumianych jako

grupa sztucznych wysp, konstrukcji lub urządzeń znajdujących się od siebie nie dalej niż 1000 m, a także kabli lub rurociągów lub ich grup, właściwy dyrektor urzędu morskiego może, w drodze zarządzenia, ustanowić strefy bezpieczeństwa, sięgające nie dalej niż 500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że co innego wynika z przyjętych standardów międzynarodowych.

Dodatkowo, istnieją szczegółowe regulacje w przypadku działalności polegającej na poszukiwaniu, rozpoznawaniu lub wydobywaniu węglowodorów ze złóż w granicach obszarów morskich Rzeczypospolitej Polskiej, których brakuje w odniesieniu do MFW, co jest konieczne dla zapewnienia bezpieczeństwa procesu inwestycyjnego w zakresie MFW.

#### c. niezbędne uproszczenia terminologiczne

W obowiązującym stanie prawnym, zarówno w ustawie o obszarach morskich jak i w ustawie z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz.U. z 2025 r. poz. 883) brak jest doprecyzowania na czym polega rozpoczęcie budowy MFW. Obowiązujące w tym zakresie przepisy, odnoszą się albo do rozpoczęcia budowy (art. 23 ust. 6c pkt 2) albo jak w przypadku tej drugiej ustawy w zakresie certyfikat zgodności projektowej (art. 113g ust. 1 pkt 1) do rozpoczęcia robót budowlanych dotyczących morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń. W związku z czym niezbędne jest doprecyzowanie na czym polega rozpoczęcie budowy w przypadku MFW.

#### d. wyłączenie możliwości wnioskowania o pozwolenie lub uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli MFW w oparciu o wstępne warunki przyłączenia

Aktualnie w przypadku wniosku dotyczącego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów - wnioskodawca dołącza także oryginały lub poświadczone kopie wstępnych warunków przyłączenia albo warunków przyłączenia albo umowy lub umów o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej dla morskiej farmy wiatrowej, z której wyprowadzana będzie moc za pomocą zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, objętych wnioskiem.

Wstępne warunki przyłączenia MFW nie stanowią zobowiązania operatora systemu przesyłowego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Operator systemu przesyłowego może wydać wstępne warunki przyłączenia MFW w zakresie mocy przekraczającej moc dostępną w danym miejscu przyłączenia.

Z uwagi na fakt, że wstępne warunki przyłączenia zmieniają się w warunki przyłączenia dopiero po wygraniu aukcji przez dany podmiot, to należy zapobiec sytuacji, w której podmioty

ze wstępnymi warunkami przyłączenia, które nie wygrały aukcji, zablokują podmiotom, które wygrały aukcje możliwość wnioskowania o pozwolenie/uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli wyprowadzający moc z MFW w najkorzystniejszych miejscach.

e. przenoszenie pozwolenia lokalizacyjnego dla MFW w ramach tej samej grupy kapitałowej

Aktualne przepisy ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej umożliwiają przeniesienie praw wynikających z pozwolenia lokalizacyjnego dla MFW o ile podmiot, na rzecz którego ma zostać przeniesione pozwolenie spełnia kryteria oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym, w stopniu nie mniejszym niż podmiot, który został wyłoniony w tym postępowaniu i który uzyskał pozwolenie lokalizacyjne dla MFW. Nie znajduje to jednak uzasadnienia z uwagi na fakt, że okoliczności stanowiące podstawę wyłonienia w postępowaniu rozstrzygającym są wspólne dla podmiotów z tej samej grupy kapitałowej.

### **13. Prawo budowlane - definicja budowli**

W świetle definicji budowli zawartej w art. 3 pkt 3 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane przez budowlę należy przez rozumieć każdy obiekt budowlany niebędący budynkiem lub obiektem małej architektury, jak: obiekty liniowe, lotniska, mosty, wiadukty, estakady, tunele, przepusty, sieci techniczne, wolno stojące maszty antenowe, wolno stojące trwale związane z gruntem tablice reklamowe i urządzenia reklamowe, budowle ziemne, obronne (fortyfikacje), ochronne, hydrotechniczne, zbiorniki, wolno stojące instalacje przemysłowe lub urządzenia techniczne, oczyszczalnie ścieków, składowiska odpadów, stacje uzdatniania wody, konstrukcje oporowe, nadziemne i podziemne przejścia dla pieszych, sieci uzbrojenia terenu, budowle sportowe, cmentarze, pomniki, a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych, morskich turbin wiatrowych i innych urządzeń) oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia, jako odrębne pod względem technicznym części przedmiotów składających się na całość użytkową. Na gruncie obowiązującego prawa pojawiają się więc wątpliwości co do kwalifikacji morskich turbin wiatrowych jako budowli. Aktualnie na terenie całej Unii Europejskiej morskie turbiny wiatrowe (bez fundamentów i elementów przejściowych) traktowane są jako urządzenia, które w całości stanowią jedną maszynę i są produkowane i wprowadzane na rynek zgodnie z Dyrektywą maszynową. W konsekwencji morskie turbiny wiatrowe są projektowane, wytwarzane i montowane zgodnie z normą IEC 61400 oraz normami zharmonizowanymi. W związku z czym, niezbędne jest wyeliminowanie wątpliwości interpretacyjnych w celu zapewnienia stabilnego klimatu inwestycyjnego.

Jednocześnie, definicja budowli zawarta w ustawie – Prawo budowlane różni się od definicji budowli zawartej w ustawie z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych w części dotyczącej biogazowni i biogazowni rolniczej – co może prowadzić do wystąpienia wątpliwości interpretacyjnych. Celem zapewnienia jednolitych przepisów w tym zakresie zasadne jest uzupełnienie definicji budowli zawartej w ustawie – Prawo budowlane o zapisy wskazujące, że budowlą są również biogazownie, biogazownie rolnicze oraz biometanownie.

#### **14. Ustawa o bezpieczeństwie morskim**

##### a. zdefiniowanie personelu przemysłowego

W świetle obecnych przepisów, personel przemysłowy wykonujący zadania na specjalistycznych jednostkach typu CTV (Crew Transfer Vessel), SOV (Service Operations Vessel) czy instalacyjnych, traktowany jest jak zwykli pasażerowie. Obecnie serwis MFW zakłada udział powyżej 12 członków takiego personelu, co zgodnie z art. 5 pkt. 4 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim, kwalifikuje statek przewożący pracowników do morskich farm wiatrowych jako statek pasażerski.

Ustawa z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim nie definiuje ani nie uwzględnia wyłączenia z definicji pasażera pracowników, którzy będą zaangażowani w prace związane z budową i instalacją MFW. W świetle art. 5 pkt 10c tej ustawy, przez pasażera należy rozumieć każdą osobę, z wyjątkiem kapitana i członków załogi lub innych osób zatrudnionych na statku lub wykonujących zadania na statku dla jego potrzeb oraz dziecka w wieku poniżej jednego roku życia. Wiąże się to z szeregiem konsekwencji wynikających m.in. z prawa pracy, w tym bezpieczeństwa pracy na morzu i innych gałęzi prawa. Istnieje więc konieczność wprowadzenia nowej definicji personelu przemysłowego, która pozwoli na sprawniejsze i bezpieczniejsze realizowanie zadań z zakresu budowy i obsługi morskich farm wiatrowych.

##### b. udostępnianie danych niezbędnych do sporządzenia ekspertyz technicznych

Zgodnie z art. 113c ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim wytwórcy energii elektrycznej w MFW są obowiązani do sporządzenia ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu MFW i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP. Ekspertyzy podlegają zatwierdzeniu przez Ministra Obrony Narodowej (MON). Jednocześnie brak jest przepisów przewidujących udostępnianie inwestorowi informacji niezbędnych do ich sporządzenia. Tym samym ww. ekspertyzy mogą nie spełniać oczekiwań MON co będzie skutkowało niewypełnieniem

ustawowego obowiązku. Jednocześnie zgodnie z zasadą praworządności wyrażoną w art. 7 Konstytucji RP, powtórzoną w art. 6 KPA, organy władzy publicznej działają na podstawie i w granicach prawa. Nieuregulowanie tej kwestii ustawowo, zwalnia więc MON z jakiegokolwiek obowiązku dzielenia się z inwestorem informacjami niezbędnymi do sporządzenia ww. ekspertyzy.

c. ponoszenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronności i bezpieczeństwa państwa

W świetle obowiązującego art. 113d ust. 3 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim w przypadku gdy z ekspertyz wyniknie konieczność instalacji urządzeń niezbędnych z punktu widzenia obronności lub bezpieczeństwa państwa, w tym ochrony granicy państwowej na morzu, poszczególne elementy MFW udostępnia się bez wynagrodzenia jednostkom organizacyjnym podlegającym Ministrowi Obrony Narodowej oraz ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych, jeżeli jest to niezbędne do wykonywania zadań tych jednostek lub w celu instalacji urządzeń służących wykonywaniu tych zadań, pod warunkiem że urządzenia te nie będą zakłócać prawidłowego działania morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń. Jednocześnie przepisy nie wskazują kto ponosi koszty związane z kompensacją negatywnego wpływu MFW lub zespołu urządzeń wynikające z ekspertyz, co może prowadzić do sporów i opóźnień w realizacji inwestycji w MFW.

Niezbędne jest zatem prawne sprecyzowanie podmiotów odpowiedzialnych za poniesienie kosztów kompensacji negatywnego oddziaływania MFW, nie dające powodów do różnej interpretacji przepisu. Należy przy tym zwrócić uwagę, że pozostawienie ponoszenia ww. kosztów po stronie wojska byłoby bardzo niekorzystne dla inwestorów MFW, gdyż do czasu pozyskania na ten cel środków finansowych przez wojsko (co jest mało prawdopodobne, biorąc pod uwagę brak interesu prawnego, jak i fakt aktualnego spełnienia potrzeb obronnych na przedmiotowym obszarze morskim) oraz do czasu zamontowania stosownych urządzeń kompensujących, MFW nie mogłaby być dopuszczona do użytkowania, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim - inwestor uzależniony byłby od działań wojska.

d. sprawdzenie spełnienia założeń i wniosków ujętych w ekspertyzach technicznych dotyczących wpływu MFW na systemy obronności państwa, po ich realizacji

Zgodnie z art. 113e ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim, nie później niż na 90 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w MFW lub

jej części przeprowadza się pomiary, testy i badania niezbędne do weryfikacji poprawności założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach, o których mowa w art 113b ust 1 pkt 2 i 3, czyli w:

- ekspertyzie technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na polskie obszary morza A1 i A2 Morskiego Systemu Łączności w Niebezpieczeństwie i dla Zapewnienia Bezpieczeństwa (GMDSS) oraz na System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa;
- ekspertyzie technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na Krajowy System Bezpieczeństwa Morskiego;

Jednocześnie dokumentację z tych pomiarów, testów i badań oraz informację na temat ich wyników i stwierdzonych na ich podstawie niezgodności założeń i wniosków zawartych w tych ekspertyzach inwestor jest zobowiązany przekazać nie później niż na 60 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w MFW. Brakuje jednocześnie takiego obowiązku w odniesieniu do ekspertyz technicznych w zakresie oceny wpływu MFW i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP oraz na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej i morskiej łączności radiowej Straży Granicznej.

#### e. terminy dot. certyfikatu zgodności projektowej

Zgodnie z obecnie obowiązującym art. 113g ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim certyfikat zgodności projektowej należy uzyskać przed zawiadomieniem organu nadzoru budowlanego o zamierzonym terminie rozpoczęcia robót budowlanych dotyczących MFW lub zespołu urządzeń. Skutkuje to dużą luką czasową między rozpoczęciem robót a faktycznym rozpoczęciem docelowych prac budowlanych na rzecz MFW oraz zespołu urządzeń tj. instalacji fundamentów oraz układania kabli, a w efekcie koniecznością ponownej certyfikacji.

#### f. eksploatacja statków związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury

Obecne przepisy UBM nie są w pełni dostosowane do sytuacji, w której do zadań związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury będą kontraktowane specjalistyczne jednostki morskie typu CTV lub SOV pod obcą banderą. Statki podlegające umowom międzynarodowym posiadają certyfikaty konwencyjne wydane w oparciu o przepisy

międzynarodowe. W odniesieniu do jednostek niekonwencyjnych, a więc statków niepodlegających umowom międzynarodowym brakuje jednolitego standardu akceptowanego przez poszczególne administracje. Proponowane przepisy mają na celu dopuszczenie jednostek niekonwencyjnych do operowania w żegludze krajowej i ustanowienia niedyskryminacyjnych przepisów – armatorzy jednostek pod obcą banderą będą musieli spełnić takie same wymagania jak armatorzy jednostek pod polską banderą, a w przepisach ustawy zaproponowano sposób weryfikacji spełniania tych wymagań.

### **15. Ustawa o pracy na morzu - specjalistyczne statki techniczne**

Aktualne przepisy UBM dotyczące czasu pracy na specjalistycznych statkach technicznych nie są w pełni klarowne. Nie jest precyzyjnie wyjaśnione czy statki instalacyjne dla morskich farm wiatrowych, kablownce do układania kabli podmorskich czy statki badawcze są uznawane za specjalistyczne statki techniczne.

Wg Polskiego Rejestru Statków<sup>1</sup> statek specjalistyczny to statek odpowiednio wyposażony i przeznaczony do wykonywania zadań specjalistycznych oraz przewozu personelu specjalistycznego.

Do statków tych zalicza się:

- statki badawcze, ekspedycyjne i inspekcyjne,
- statki szkolne,
- statki przetwórcze przeznaczone do przetwórstwa ryb i innych żywych zasobów morza, nieprowadzące ich połowu,
- inne statki specjalnego przeznaczenia, których cechy konstrukcyjne, wyposażenie lub sposób eksploatacji są specyficzne, np. okręty wojenne.

### **16. Zwolnienie z opłaty za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli MFW**

W aktualnie obowiązującym stanie prawnym, w odniesieniu do gruntów pod strefami ochronnymi na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy o obszarach morskich, stosuje się normalne (takie jak dla innych gruntów pokrytych wodami stanowiącymi własność Skarbu Państwa) zasady dotyczące wyznaczania i wysokości opłaty rocznej co stanowi niewspółmierne obciążenie dla inwestorów w stosunku do faktycznego zakresu ich wykorzystania.

---

<sup>1</sup> [https://apps.prs.pl/rules/archive/pl/Czesc\\_1/2021/MOR\\_C1\\_01\\_2021.pdf](https://apps.prs.pl/rules/archive/pl/Czesc_1/2021/MOR_C1_01_2021.pdf)

Zgodnie z obowiązującymi przepisami zawartymi w art. 262 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne (Dz. U. z 2024 r. poz. 1087 z późn. zm.), maksymalna stawka opłaty rocznej za użytkowanie 1 m<sup>2</sup> gruntu nie może być wyższa niż 10-krotność obowiązującej w danym roku górnej granicy stawki podatku od nieruchomości. Wysokość jednostkowych stawek opłaty rocznej jest określona w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 28 grudnia 2017 r. w sprawie wysokości jednostkowych stawek opłaty rocznej za użytkowanie gruntów pokrytych wodami (Dz.U. 2017 poz. 2496). Zgodnie z § 2 ust. 1 pkt 6 lit. aa ww. rozporządzenia, układanie i utrzymywanie kabli na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego stanowiących zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub część tego zespołu – wynosi 0,02 zł za 1 m<sup>2</sup> powierzchni gruntu stanowiącej rzut akwenu przeznaczonego na realizację i eksploatację przedsięwzięcia określonego w PSZW, albo 1 m<sup>2</sup> powierzchni gruntu stanowiącej rzut akwenu wyznaczonego przez lokalizację sieci przesyłowej, oraz powierzchni gruntu objętego strefą ochronną przedsięwzięcia, która powoduje ograniczenie w użytkowaniu gruntu pokrytego wodami, inną niż strefa ochronna. Zgodnie z art. 24 ustawy o obszarach morskich, strefy bezpieczeństwa są ustalane przez dyrektora urzędu morskiego nie dalej niż 500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że inny zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową. Biorąc zatem pod uwagę znaczny obszar przedsięwzięcia oraz powierzchnię stref ochronnych, obciążenie inwestorów opłatą roczną może być znaczne, co może przełożyć się na koszt energii dla odbiorców końcowych. W związku z powyższym celowe jest zwolnienie z opłaty rocznej dla stref ochronnych przedsięwzięć związanych z realizacją inwestycji w MFW, a także infrastruktury operatora sieci przesyłowej elektroenergetycznej.

#### **17. Mapowanie obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz ramy prawne dla wyznaczania OPRO**

Do 2030 r. UE ma zwiększyć udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii końcowej do co najmniej 42,5%, z ambicją dojścia do 45%, co pozwoli na redukcję emisji gazów cieplarnianych o 55% w stosunku do 1990 r., wypełniając tym samym cele wyznaczone w pakiecie „Fit for 55”.

Z uwagi na narastający problem jaki stanowią złożone i czasochłonne procedury administracyjne związane z uzyskiwaniem niezbędnych zezwoleń na projekty OZE, dla skutecznej realizacji ww. celów, największy nacisk w prawodawstwie unijnym położony został

na tzw. „permitting”, czyli wszelkie działania mające na celu skracanie czasu na wydawanie niezbędnych pozwoleń inwestycyjno-budowlanych i przyłączanie instalacji OZE do sieci.

Dyrektywa RED III w art. 15b i 15c wprowadza nowe instrumenty służące do realizacji polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej. Art. 15b mówi o potrzebie zmapowania obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz określenia krajowego potencjału i dostępnego obszaru lądowego, podpowierzchniowego, wód morskich lub wód śródlądowych, który jest niezbędny do instalacji elektrowni OZE, a także powiązanej z nimi infrastruktury, takiej jak instalacje sieciowe i magazynowe, w tym do magazynowania energii cieplnej. Powstałe mapy zasobów powinny zostać udostępnione za pośrednictwem odpowiedniego kanału cyfrowego. Z kolei art. 15c określa wyznaczenie obszarów przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, które mają stanowić podzbiór obszarów, o których mowa w art. 15b, i które nie będą oddziaływały w znaczącym stopniu na środowisko.

Proponowane w niniejszym projekcie przepisy mają zatem zapewnić systemowe rozwiązanie ograniczeń inwestycyjnych poprzez umożliwienie wyznaczania obszarów o największym potencjale do instalowania urządzeń OZE, na których ich sytuowanie będzie podlegać szczególnym, uproszczonym zasadom.

Brak uregulowań w obecnie obowiązującym stanie prawnym w tym zakresie oraz konieczność wdrożenia prawa UE, wymaga wprowadzenia do krajowego porządku prawnego nowych rozwiązań.

Projektowane przepisy jednocześnie realizują kamienie milowe określone w ramach reformy G3.1.1 Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania odporności (KPO). Pierwszy z nich zakłada opracowanie mapy potencjału dla instalacji PV oraz instalacji wiatrowych na lądzie (kamień milowy G1L), z kolei drugi wypracowanie ram prawnych dla wyznaczania obszarów akceleracji dla instalacji fotowoltaicznych i instalacji wiatrowych na lądzie (kamień milowy G2L).

## **18. Inne zmiany**

### **a. Działalność spółdzielni energetycznych w gminach miejskich**

Podstawą działania spółdzielni energetycznych jest lokalne wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła, biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii, stanowiących własność spółdzielni energetycznej lub jej członków, a następnie zaopatrywanie w nie wytwórców i odbiorców będących członkami tej spółdzielni. Chociaż definicja

spółdzielni energetycznej została wprowadzona do polskiego prawa już w 2016 roku, w ramach nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 22 czerwca 2016 r. (Dz.U. 2016 poz. 925), do rozwoju tych kooperatyw przyczynił się głównie wprowadzony w 2019 roku dedykowany dla nich mechanizm wsparcia. W ramach ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2019 poz. 1524) wprowadzone zostały przepisy określające, że nadwyżka energii elektrycznej wytworzonej z instalacji OZE członka spółdzielni nad energią skonsumowaną przez pozostałych członków jest rozliczana ze sprzedawcą energii elektrycznej w ramach systemu opustów w stosunku 1:0,6. Energia może być odebrana do 12 miesięcy od jej przekazania. Pozostałe 40 % energii jest przeznaczone na pokrycie kosztów opłaty dystrybucyjnej, co oznacza że członkowie nie ponoszą żadnych dodatkowych kosztów związanych z dystrybucją energii. Dodatkowo, mechanizm obejmuje:

- a) zwolnieniu z opłat dystrybucyjnych,
- b) zwolnieniu z opłat OZE, mocowej i kogeneracyjnej, oraz
- c) zwolnieniu z podatku akcyzowego, o ile łączna zainstalowana moc elektryczna wszystkich zainstalowanych źródeł wytwórczych nie przekracza 1 MW.

Spółdzielnia energetyczna zapewnia korzyści jej członkom, w szczególności energię tańszą niż na rynku poprzez wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów energetycznych. W wyniku współpracy prowadzonej w ramach spółdzielni energetycznej zwiększa się bezpieczeństwo energetyczne dla jej członków, gdyż energia zużywana i bilansowana jest lokalnie, na małym obszarze.

Jednakże, obowiązujące przepisy uniemożliwiają tworzenie spółdzielni energetycznych na obszarach gmin miejskich. Zgodnie bowiem z art. 38e ust. 1 pkt 1 ustawy OZE, spółdzielnia energetyczna może prowadzić działalność wyłącznie na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą. Stanowi to niewątpliwą barierę dla rozwoju energetyki obywatelskiej w ośrodkach miejskich, gdzie w szczególności zainteresowanie tą formą społeczności energetycznych przejawiają spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe oraz gminy. Chociaż istnieją również inne formy społeczności energetycznych, takie jak klastry energii czy obywatelskie społeczności energetyczne, formy te zakładają inną formę działalności oraz mechanizmy funkcjonowania, a z tego względu, nie stanowią zamienników dla spółdzielni energetycznych. Należy podkreślić jednocześnie, że zgodnie

z obecnym stanem prawnym mieszkańcy gmin wiejskich i miejsko-wiejskich mają możliwość partycypacji w obu ww. formach kooperatyw.

#### **b. Funkcjonowanie prosumenta lokatorskiego**

Prosument lokatorski, przeznaczony dla spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych, umożliwia rozliczanie nadwyżek energii elektrycznej z mikroinstalacji w systemie net-billing w formie pieniężnej, która trafia na wskazane konto bankowe z przeznaczeniem na rozliczenie zobowiązań prosumenta z tytułu zakupu energii elektrycznej, obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku oraz obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w innych budynkach o przeważającej funkcji mieszkalnej, których części wspólne są zarządzane przez tego prosumenta. Mikroinstalacja posiadana przez prosumenta lokatorskiego musi być zlokalizowana na budynku wielolokalowym.

#### **c. Proces zakupu energii przez jednostki samorządu terytorialnego w ramach klastra energii**

Zgodnie z obecnie obowiązującymi regulacjami zawartymi w art. 4 Prawa zamówień publicznych (PZP) jednostki samorządu terytorialnego (JST) mają obowiązek stosować przepisy PZP do wszelkich zamówień klasycznych oraz organizowania konkursów, których wartość jest równa lub przekracza kwotę 130 000 złotych, która wynika z art. 2 ust. 1 pkt 1 PZP, w tym do zakupu energii elektrycznej, ciepła lub paliw. Zgodnie z art. 16 pkt 1 PZP przeprowadzenie takiego postępowania musi zapewniać m.in. zachowanie uczciwej konkurencji oraz równe traktowanie wykonawców.

Na tle zasad dotyczących współpracy w zakresie produkcji energii elektrycznej, ciepła lub paliw wytworzonych w ramach klastra energii, czyli działalności która realizuje najważniejszy cel powołania klastra, jakim jest stworzenie lokalnego obszaru bilansowania, wyłania się konieczność stosowania przepisów ustawy PZP przez JST. W tym kontekście JST identyfikują sprzeczność pomiędzy koniecznością stosowania tej regulacji a istotą klastrów energii. Zdaniem JST obowiązek zawierania odpłatnych umów cywilnoprawnych (np. na dostawę energii) w ramach konkurencyjnej procedury, otwartej na udział wielu wykonawców jest trudny do pogodzenia z podstawowym czynnikiem motywującym JST do zaangażowania w tworzenie klastra, jakim jest możliwość nabywania tańszej energii wytworzonej w strukturze klastra.

#### **d. Miarkowanie kar dla wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE**

Dotychczas przepisy ustawy o odnawialnych źródłach energii wskazywały na sztywny, nie podlegający możliwości stopniowania czy też miarkowania poziom wysokości kary, w kwocie 1000 lub 10 000 PLN, za naruszenia w przypadku, gdy wytwórca:

- nie przestrzega obowiązku, o którym mowa w art. 40 ust. 2 lub 6 (art. 168 ust. 9 ustawy OZE)
- nie przedkłada w terminie Prezesowi URE sprawozdania, o którym mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7 lub ust. 1a pkt 6 ustawy OZE, lub podaje w tym sprawozdaniu nieprawdziwe informacje (art. 168 pkt 11 ustawy OZE);
- nie przedkłada Prezesowi URE oświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 3 pkt 6 albo art. 83m ust. 3 pkt 6 ustawy OZE, lub podaje w tym oświadczeniu nieprawdziwe informacje (art. 168 pkt 11b ustawy OZE);
- nie przekazuje w terminie informacji, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 2, albo w art. 12 ust. 1 ustawy OZE, lub podaje nieprawdziwe informacje (art. 168 pkt 12 ustawy OZE);
- wytwarza energię elektryczną lub ciepło z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji bez wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub niezgodnie z treścią tego wpisu (art. 168 pkt 14 ustawy OZE);
- wytwarza biogaz na potrzeby biometanu lub wytwarza biometan z biogazu bez wpisu do rejestru wytwórców biogazu, lub niezgodnie z treścią tego wpisu (art. 168 pkt 14a ustawy OZE);
- nie przekazuje w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7, 9 i 11, art. 70b ust. 11a, art. 83 ust. 1 pkt 2, art. 83m ust. 11 i art. 83q ust. 6, 8 i 10 ustawy OZE, lub przekazuje nieprawdziwą informację (art. 168 pkt 16 ustawy OZE);
- nie przekazuje w terminie Prezesowi URE oświadczeń, o których mowa w art. 70b ust. 11b pkt 1 i 2 i art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. a i b ustawy OZE, lub opinii, o których mowa w art. 70b ust. 11b pkt 3 i art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. c ustawy OZE (art. 168 pkt 16a ustawy OZE);
- utrudnia przeprowadzenie kontroli wykonywanej przez Prezesa URE (art. 168 pkt 17);
- nie przekazuje w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 44 ust. 15 ustawy OZE, lub podaje nieprawdziwą informację (art. 168 pkt 18 ustawy OZE);
- wytwarza biogaz rolniczy lub biometan z biogazu rolniczego w instalacji odnawialnego źródła energii lub wytwarza energię elektryczną z biogazu rolniczego w instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja bez wpisu do rejestru wytwórców

biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 23 ustawy OZE, lub niezgodnie z treścią tego wpisu (art. 168 pkt 20 ustawy OZE);

- wytwarza biopłyny lub wytwarza energię elektryczną wyłącznie z biopłynów bez wpisu do rejestru wytwórców biopłynów, o którym mowa w art. 34 ust. 1 ustawy OZE, lub niezgodnie z treścią tego wpisu (art. 168 pkt 21 ustawy OZE);
- nie przekazuje w terminie Dyrektorowi Generalnemu KOWR sprawozdania, o którym mowa w art. 22 ust. 1, art. 25 pkt 6, art. 35 ust. 1 pkt 6 lub art. 38m pkt 2 ustawy OZE, lub podaje w tym sprawozdaniu nieprawdziwe informacje (art. 168 pkt 22 ustawy OZE);
- nie przekazuje w terminie informacji, o których mowa w art. 20 ust. 1-3, w art. 28 ust. 1 ustawy OZE, lub podaje nieprawdziwe informacje (art. 168 pkt 23 ustawy OZE);
- utrudnia przeprowadzenie kontroli, o której mowa w art. 33, art. 34 ust. 1 lub art. 38n ustawy OZE (art. 168 pkt 24 ustawy OZE);
- nie przekazuje Prezesowi URE sprawozdania, o którym mowa w art. 38ad ust. 1 ustawy OZE, albo uzupełnionego sprawozdania, w terminie określonym w art. 38ad ust. 3 ustawy OZE (art. 168 pkt 27 ustawy OZE);
- nie przekazuje Prezesowi URE w terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 54b ust. 2 pkt 1 ustawy OZE (art. 168 pkt 29 ustawy OZE).

Powyższe uniemożliwiało organom wymierzającym karę zgodnie z art. 169 ustawy OZE, tj. Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki i Dyrektorowi Generalnemu Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, dostosowanie wysokości kary do wagi przewinienia.

#### **e. Współczynnik 0,5 dla świadectw pochodzenia w instalacjach spalania wielopaliwowego**

W art. 184i ustawy OZE określono, że energii elektrycznej z OZE wytworzonej z instalacji spalania wielopaliwowego, z wyłączeniem dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, przysługuje świadectwo pochodzenia skorygowane współczynnikiem 0,5. Jednocześnie termin obowiązywania tego przepisu ustalono na dzień 31 grudnia 2025 r., co, bez zmiany tego terminu, oznaczałoby jego rychłe wygaśnięcie.

#### **f. Rozporządzenie dotyczące aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.**

Art. 184n ustawy OZE jest jednorazową delegacją ustawową dla Rady Ministrów do wydania w terminie do dnia 30 września 2025 r. rozporządzenia określającego maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. Jednocześnie, ze względu na brak zakończenia

procedury notyfikacji tego systemu wsparcia, aukcje operacyjne w 2025 r. nie odbędą się. Stąd istnieje potrzeba przesunięcia tych aukcji i wydania przedmiotowego rozporządzenia na rok kolejny.

#### **g. Spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy**

Obecne brzmienie ustawy o odnawialnych źródłach energii prowadzi do wewnętrznej sprzeczności przepisów dotyczących obowiązku spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy wykorzystywane w instalacjach, o których mowa w art. 135a ust. 8 tej ustawy – kwestia dotyczy brzmienia ust. 8 i 9 art. 135a ww. ustawy. Dodatkowo, treść art. 135a ust. 9 ustawy o odnawialnych źródłach energii zawiera brzmienie niezgodne z art. 29 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, dalej „dyrektywy RED II”. Należy tym samym dokonać zmiany brzmienia ww. przepisu celem eliminacji występującej sprzeczności – co pozwoli na prawidłowe wyliczanie wartości całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji w przypadku, w którym moc ta nie została określona w dokumentacji, o której mowa w art. 2 pkt 4aa ustawy o odnawialnych źródłach energii.

### **3. PROPONOWANE ROZWIĄZANIA**

#### **1. Zmiany w aukcyjnym systemie wsparcia morskiej energetyki wiatrowej**

##### **I. Warunkowa prekwalifikacja**

Zaproponowane zmiany w art. 27 ust. 2a, 5-7 ustawy offshore wind mają na celu zapewnienie możliwości uzyskania warunkowej prekwalifikacji do aukcji z uwagi na trwające postępowania administracyjne w przedmiocie uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla MFW oraz niepewnością związaną z terminem ich zakończenia.

Przewiduje się, że Prezes URE będzie wydawał zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji pod warunkiem dostarczenia decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przed odbyciem się aukcji, tzw. wstępne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji.

Jednocześnie elastyczne podejście w tym obszarze nie stworzy dodatkowych ryzyk po stronie Państwa odnośnie do dopuszczenia do aukcji jedynie „wiarygodnych” projektów z poniższych względów.

Termin ważności wstępnego zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wynosiłby 12 miesięcy od dnia jego wydania. Termin ten nie mógłby być dłuższy niż termin ważności dokumentów,

o których mowa w art. 26 ust. 5 pkt 1 i 3 ustawy offshore wind, czyli wstępnych warunków przyłączenia albo umowy lub umów o przyłączenie MFW do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej i PSZW. Wstępne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji nie będzie uprawniało do udziału w aukcji. Prezes URE w terminie 14 dni od uzupełnienia przez wytwórcę wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji o decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, będzie dokonywał ponownej oceny formalnej tego wniosku i wydawał zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji albo odmawiał jego wydania.

II. Umożliwienie przeprowadzenia aukcji interwencyjnej w 2026 r. w przypadku gdyby aukcja w 2025 r. nie została przeprowadzona lub rozstrzygnięta

Przepis art. 14 pkt 1 projektu ustawy dookreśla dla aukcji w 2025 r. sposób obliczania liczby wydanych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji oraz wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji.

Ponadto art. 14 pkt 2 projektu ustawy ma na celu umożliwienie przeprowadzenia w 2026 r. aukcji (interwencyjnej) w odniesieniu do mocy z aukcji z 2025 r., gdyby aukcji w 2025 r. nie udało się przeprowadzić w wyniku braku wystarczającej liczby zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji albo jej nierozstrzygnięcia z powodu złożenia mniej niż trzech ważnych ofert spełniających wymagania określone w ustawie. Do aukcji interwencyjnej co do zasady będą miały zastosowanie przepisy dotyczące aukcji głównych.

III. Umożliwiono obszarom z I fazy uczestniczenie w aukcjach w odniesieniu do niewykorzystanej mocy

Zaproponowane przede wszystkim w art. 26 ust. 1c i 1d oraz art. 33 ust. 2a i 2b ustawy offshore wind oraz art. 13 projektu ustawy wprowadzają rozwiązania umożliwiające efektywne wykorzystanie zasobów mocowych z obszarów, na których są umiejscowione projekty z I fazy systemu wsparcia. Niektóre projekty z I fazy nie wykorzystują w pełni zasobu obszaru, na którym są zlokalizowane. Dlatego aby efektywnie wykorzystać dany obszar proponuje się umożliwienie ulokowania w ramach II fazy systemu wsparcia drugiej morskiej farmy wiatrowej na danym obszarze, pod następującymi warunkami:

1) moc zainstalowana elektryczna drugiej morskiej farmy wiatrowej nie może być większa niż różnica między maksymalną mocą zainstalowaną elektryczną wynikającą z PSZW wydanego dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 1 do ustawy, a mocą zainstalowaną elektryczną farmy zlokalizowanej w granicach obszaru

określonego w załączniku nr 1, dla której wytwórca uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda w ramach I fazy wsparcia,

- warunki przyłączenia, wydane dla tej mocy na podstawie oświadczenia z art. 48 ustawy offshore wind, muszą ulec zmianie we wstępne warunki przyłączenia,

- w celu uniknięcia sytuacji, w której moc z tzw. I fazy mogłaby „skonsumować” w aukcji moc zaplanowaną dla II fazy, ograniczono do 200 MW sumaryczną moc projektów z obszarów objętych załącznikiem nr 1 do ustawy offshore wind, w stosunku do której przyznane może zostać wsparcie w drodze aukcji.

Jednocześnie, jeżeli w wyniku złożenia ofert zostałby przekroczony limit 200 MW, oferty te nie wygrywają aukcji, a przy rozstrzyganiu aukcji będą brane pod uwagę następne w kolejności oferty z najniższą ceną energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej.

Jednocześnie w przepisie przejściowym (art. 13) szczegółowo określono kwestię zmiany wydanych warunków przyłączenia albo zawartej umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej w zakresie mocy stanowiącej różnicę pomiędzy mocą zainstalowaną elektryczną wynikającą z wydanych warunków przyłączenia albo z zawartej umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej, a mocą zainstalowaną elektryczną, o której mowa w art. 16 ust. 2 pkt 1, art. 18 ust. 4 lub art. 22 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, na wstępne warunki przyłączenia. Uregulowano m.in. takie kwestie jak termin zmiany, zwrot zabezpieczenia pomniejszonego o zwrot kosztów poniesionych na realizację przyłączenia oraz powrotu do dotychczasowych warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie MFW.

#### IV. Umożliwienie złożenia dwóch oddzielnych ofert aukcyjnych dla dwóch MFW zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru wskazanego w załączniku 2 do ustawy offshore wind pod warunkiem posiadania osobnego wyprowadzenia mocy

Dodane w ustawie offshore wind przepisy art. 26 ust. 1a-1b umożliwiają złożenie dwóch oddzielnych ofert aukcyjnych dla dwóch MFW zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru wskazanego w załączniku 2 do ustawy offshore wind pod warunkiem posiadania osobnego wyprowadzenia mocy. Zdefiniowanie możliwości podziału obszaru na maksymalnie dwa projekty MFW ma zapobiec dzieleniu lokalizacji na nieadekwatnie dużą ilość obszarów, a co za tym idzie ofert aukcyjnych. MFW będą więc mogły wykorzystywać tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy pod warunkiem, że obie MFW nie wygrały w tej samej aukcji.

W tej sytuacji sumaryczna moc zainstalowana obu MFW nie będzie mogła przekraczać maksymalnej mocy zainstalowanej wynikającej z PSZW wydanego dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 2 do ustawy. Dodatkowym warunkiem będzie wymóg dotyczący mocy zainstalowanej mniejszej morskiej farmy wiatrowej. Nie będzie ona mogła być mniejsza niż 25% maksymalnej mocy zainstalowanej wynikającej z PSZW. Powyższe rozwiązanie zapewni przestrzeganie wcześniej ustalonych wymagań lokalizacyjnych dla danej inwestycji oraz brak rozdrobnienia w zakresie MFW, co przy obowiązku oddzielnego wyprowadzenia mocy stanowi gwarancję rzeczywistej realizacji całego przedsięwzięcia.

Proponowane rozwiązanie przysłuży się skutecznemu rozstrzygnięciu aukcji i będzie stanowić jednocześnie zachętę do obniżania pojedynczej mocy przyłączeniowej jednej farmy ze względów technologicznych – brak możliwości w przypadku zastosowania wyprowadzenia mocy w technologii prądu stałego (HVDC).

#### V. Dostosowano przepisy do rozliczania ujemnego salda w całości lub części w euro

Zaproponowano delegację ustawową do wydania obwieszczenia, w którym ogłasza się kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia ceny maksymalnej na wzór delegacji ustawowej dla projektów I fazy w celu wyeliminowania luki prawnej. Rozwiązanie wzorowane jest na obecnie obowiązującym art. 25a ustawy offshore wind. Zgodnie z proponowanym przepisem minister właściwy do spraw klimatu będzie ogłaszał w drodze obwieszczenia w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia maksymalnej ceny określonej w przepisach rozporządzenia wykonawczego określającego maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, a także maksymalną cenę, określoną w tym rozporządzeniu, w przeliczeniu na euro zgodnie z ww. kursem. Przyjęcie formy obwieszczenia, ze względu na dużo mniej sformalizowaną i krótszą procedurę, zagwarantuje lepsze odzwierciedlenie kursu euro. Ponadto, zgodnie z utrwalonym zwyczajem legislacyjnym, forma obwieszczenia jest najlepszą dla tego typu zagadnień. Należy podkreślić, że minister w wydawanym obwieszczeniu nie kreuje żadnych nowych wartości, w szczególności nie ustala kursu euro. Podaje jedynie do powszechnej wiadomości dane, które zostały wykorzystane do obliczenia ceny maksymalnej określonej w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 31 ust. 11. Wydawane obwieszczenie będzie zatem mieć wyłącznie funkcję informacyjną. Wydanie obwieszczenia jest zabiegiem wyłącznie technicznym – ogłoszenie omawianych danych w

pewnym i powszechnie dostępnym źródle jest konieczne, aby można było posłużyć się nim przy dokonywaniu obliczeń w ramach mechanizmu z art. 40 ust. 10a – 10g.

VI. Zmiana sposobu waloryzacji wsparcia w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4

W celu zapewnienia długofalowej przewidywalności przepływów pieniężnych MFW oraz mitygacji ryzyka wystąpienia nadmiernego, nieuzasadnionego wsparcia dla inwestora zaproponowano dodanie w art. 38 ustawy offshore wind regulacji wprowadzającej tzw. tunel waloryzacyjny.

W propozycji zawartej w dodawanym art. 38 ust. 5a ustawy offshore wind, w przypadku gdy wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej, o których mowa w art. 12 ust. 1 ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. o Narodowym Banku Polskim (Dz. U. z 2022 r. poz. 2025), ogłoszonych w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski" na dany rok", waloryzacja od roku następującego po roku rozstrzygnięcia aukcji - w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 – będzie dokonywana maksymalnie do poziomu średniookresowego celu inflacyjnego. Należy podkreślić, że ustalenie tunelu waloryzacyjnego ograniczonego jedynie od góry celem inflacyjnym przyjętym przez Radę Polityki Pieniężnej jest zabiegiem całkowicie uzasadnionym. Brak konieczności określania dolnych granic wprowadzanego tunelu waloryzacyjnego jest uzasadniony tym, że tą granicą jest średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego. Jedynie w przypadku przekroczenia przez ten wskaźnik wartości średniookresowego celu inflacyjnego, waloryzacji będzie dokonywać się maksymalnie do poziomu tego celu.

Zgodnie z uchwałą nr 38 Rady Ministrów z dnia 30 kwietnia 2024 r. w sprawie Wieloletniego Planu Finansowego Państwa na lata 2024-2027 (M.P. 2024 poz. 334), przewiduje się, że średnioroczny wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych w latach 2025-2027 będzie wynosił odpowiednio 4,1%, 3,3% i 2,5%. Ze względu na krótką perspektywę ww. Planu, oraz biorąc pod uwagę, że cena podlegająca corocznej waloryzacji odnosi się do pokrycia ujemnego salda w okresie, o którym mowa w art. 6, czyli 25 lat od pierwszego dnia wytworzenia energii elektrycznej i wprowadzenia jej do sieci albo w okresie 25 lat od pierwszego dnia, za który wytwórca wystąpił o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w przypadku, o którym mowa w art. 40 ust. 3 pkt 2 ustawy offshore wind, nie przewiduje się większego wpływu niniejszej regulacji na wytwórców MFW albo trudno jest przewidzieć ten wpływ (w roku 2027

gdy energia elektryczna będzie już produkowana przez pierwsze MFW przewidywany średnioroczny wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych będzie równy wartości średniookresowego celu inflacyjnego na rok 2025 (na kolejne lata cel ten nie jest wiadomy)). Dodatkowo, nie planuje się wprowadzenia w tunelu waloryzacyjnym symetrycznego przedziału odchyłeń o szerokości  $\pm 1$  punktu procentowego.

Zaproponowane rozwiązanie ma zaś na celu zabezpieczenie sytuacji, w której wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej.

Jednocześnie, nadal będzie obowiązywać ogólna zasada wyrażona w art. 38 ust. 5 ustawy offshore wind, zgodnie z którą ceny będą podlegać corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski", począwszy od roku 2022 - w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda w I fazie wsparcia.

W związku z uwagami zgłoszonymi przez ministra właściwego do spraw aktywów państwowych zdecydowano się uzupełnić przepisy o możliwość podwyższenia waloryzacji ceny wsparcia w okresie budowy morskiej farmy wiatrowej. Projektodawca zdecydował się wprowadzić przepisy dotyczące możliwości wydania przez ministra właściwego do spraw finansów publicznych w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw klimatu oraz ministrem właściwym do spraw energii fakultatywnego rozporządzenia określającego wartość wskaźnika waloryzacji na dany rok. Ewentualne zastosowanie zmienionego wskaźnika waloryzacji możliwe byłoby wyłącznie w okresie między otrzymaniem wsparcia w drodze aukcji a dniem wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części po uzyskaniu koncesji i tylko w sytuacji, gdy wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych z poprzedniego roku kalendarzowego przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego o co najmniej 1,5 punktu procentowego.

Propozycja ta, w celu uniknięcia ewentualnego nadwsparcia, uwzględnia także sytuację w, której rozporządzenie ministra właściwego do spraw finansów publicznych zostanie wydane w trakcie roku kalendarzowego, w którym wytwórca, przed upływem okresu, o którym mowa w art. 31 ust. 4 pkt 5, wytworzy i wprowadzi do sieci po raz pierwszy energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej lub jej części po uzyskaniu koncesji.

W związku z wprowadzeniem ww. przepisów doprecyzowano także oznaczenia symbolu  $C_o$  w art. 10 ust. 4 ustawy offshore wind, symbolu  $C_s$  w art. 10 ust. 6 ustawy offshore wind, a także uzupełniono art. 40 ust. 1 pkt 1 lit. b ustawy offshore wind tak, aby wytwórca, przekazując do Prezesa URE wnioski dotyczące korekcy ceny wsparcia lub przekazując do Zarządcy Rozliczeń wnioski i sprawozdania dotyczące pokrycia ujemnego salda, wiedział jaką waloryzację należy zastosować.

Ponadto, w art. 40 ustawy offshore uwzględniono także sytuację aktualizacji już złożonych do Zarządcy Rozliczeń S.A. wniosków o pokrycie ujemnego salda, gdy w danym roku kalendarzowym wytwórca wytworzy i wprowadzi do sieci po raz pierwszy energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej przed tym jak minister właściwy do spraw finansów publicznych wyda rozporządzenia dla tego roku.

#### VII. Doprecyzowanie i uproszczenie procedury dopuszczenia do udziału w aukcji i zasad składania ofert w aukcji

Zaproponowane rozwiązanie ma na celu uchylenie aktualnej treści art. 26 ust. 5 pkt 6, ust. 6 i art. 27 ust. 2 pkt 3 i zamiast nich wprowadzenie konieczności przy wnioskowaniu o zaświadczenie o dopuszczenie do udziału w aukcji oraz przy składaniu oferty w aukcji złożenia oświadczenia o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. - Kodeks karny oświadczam, że przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a-c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.)”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywego oświadczenia.”.

Uchylenie art. 26 ust. 6 stanowi konsekwencję wprowadzonego ww. oświadczenia. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 29 marca 2010 r. w sprawie zakresu informacji przedstawianych przez podmiot ubiegający się o pomoc inną niż pomoc de minimis lub pomoc de minimis w rolnictwie lub rybołówstwie (Dz.U. 2010 nr 53 poz. 312, z późn. zm.), do którego odsyła ten przepis, nakłada m.in. obowiązek przedkładania informacji o sytuacji ekonomicznej wnioskodawcy, w tym sprawozdania finansowe za okres 3 ostatnich lat obrotowych, sporządzane zgodnie z przepisami o rachunkowości. Sytuacja ta może się zmienić w okresie pomiędzy wydaniem zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji a momentem udzielania

wsparcia. W związku z powyższym należało zapewnić, aby informacje o sytuacji ekonomicznej inwestora były aktualne. Tym bardziej, że zgodnie z zasadą wyrażoną w art. 10 ustawy offshore wind sytuacja przedsiębiorcy powinna być weryfikowana na moment udzielania pomocy publicznej.

Ponadto, dokument potwierdzający wniesienie zabezpieczenia w przypadku aukcji prowadzonych za pośrednictwem IPA jest zbędny, ponieważ IPA ma wprowadzony mechanizm „wpuszczający” do aukcji wyłącznie po zaksięgowaniu kaucji na mikrorachunku dedykowanym dla danej instalacji i zaimportowaniu wciągu bankowego do aplikacji. Podanie rachunku bankowego do zwrotu na tym etapie jest również zbędne - rachunek ten przedsiębiorca podaje przy tworzeniu konta w IPA i ma możliwość jego aktualizacji w każdym momencie.

Jednocześnie w celu dopełnienia regulacji, jako obligatoryjny element ogłoszenia o aukcji, dodano informację o terminie sposobie złożenia dokumentu potwierdzającego ustanowienie zabezpieczenia.

Na podstawie art. 66 i następnych ustawy offshore wind Prezes URE będzie mógł przeprowadzić kontrolę zgodności ze stanem faktycznym złożonych oświadczeń.

## **2. Pokrycie ujemnego salda w przypadku redysponowania MFW na zasadach rynkowych**

Proponuje się wprowadzenie do ustawy offshore wind zmian mających na celu zagwarantowanie, że również w przypadku rynkowego redysponowania MFW w okresie, w którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie gwarantuje pełnego wyprowadzenia mocy, wytwórca będzie miał możliwość uzyskania od Zarządcy Rozliczeń prawa do pokrycia ujemnego salda jako formy rekompensaty za ograniczenie produkcji w wyniku redysponowania.

Zgodnie z dodanym w art. 40 ust. 3 pkt 1a ustawy offshore wind, wytwórca będzie więc przysługiwało prawo do pokrycia ujemnego salda w zakresie ilości energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci na skutek zaniżonej generacji z MFW będącej następstwem redysponowania MFW przez operatora systemu przesyłowego. W projektowanych przepisach wskazano również precyzyjnie skutek tego redysponowania w postaci rozliczenia tego zaniżenia po cenie wyższej niż cena odbioru energii określona w ofercie energii bilansującej MFW złożonej na rynku bilansującym. A więc aktualizacja prawa do pokrycia ujemnego salda

będzie następowała w przypadku wystąpienia negatywnych konsekwencji finansowych dla MFW.

Dodatkowym warunkiem skorzystania z ww. prawa będą zapisy umowy przyłączeniowej niegwarantujące niezawodnych dostaw energii, w okresie, w którym operator systemu przesyłowego albo operator systemu dystrybucyjnego nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii. W ślad za powyższą zmianą, nadano nowe brzmienie art. 38 ust. 7 pkt 2 ustawy offshore wind. Zgodnie z nim operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego, będzie zobowiązany przekazać operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, w terminie 5 dni po zakończeniu miesiąca, dane o ilości energii elektrycznej, która nie została wytworzona w MFW w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania na skutek redysponowania MFW przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego nieopartego na zasadach rynkowych lub redysponowania opisanego powyżej. Ww. obowiązek informacyjny zagwarantuje prawidłowe pokrycie ujemnego salda.

Wprowadzenie przepisów spowoduje, że wytwórcy energii z MFW będą mieli zapewnioną stabilność przychodów przez cały okres realizacji inwestycji.

### **3. Sprzedaż energii w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) MFW**

Zgodnie z proponowanym brzmieniem nowego art. 6a ustawy offshore wind, przed uzyskaniem koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wytwórca, w okresie 12 miesięcy od dnia uzyskania dla MFW lub jej części tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) w rozumieniu rozporządzenia 2016/631, będzie miał prawo sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w MFW lub jej części. Przedmiotowa propozycja ma na celu umożliwienie sprzedaży energii elektrycznej produkowanej w trakcie okresu oddawania MFW do użytkowania na rynkach: dnia następnego, dnia bieżącego oraz bilansującym. Taka energia elektryczna nie będzie objęta prawem do pokrycia ujemnego salda. W świetle art. 2 pkt 64 ww. rozporządzenia tymczasowe pozwolenie na użytkowanie (ION) oznacza pozwolenie wydawane przez właściwego operatora systemu dla właściciela jednostki wytwórczej, właściciela instalacji odbiorczej, operatora systemu dystrybucyjnego lub właściciela systemu HVDC, które zezwala im na eksploatację, odpowiednio, modułu wytwarzania energii, instalacji odbiorczej, systemu dystrybucyjnego lub systemu HVDC poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci przez ograniczony czas, a także na rozpoczęcie testów zgodności w celu zapewnienia zgodności z odpowiednimi specyfikacjami i wymogami.

Tymczasowe pozwolenie na użytkowanie (ION) zostało szczegółowo uregulowane w art. 35 ww. rozporządzenia, który określa podmiot właściwy dla jego wydania jak również obowiązki, jakie mogą być nałożone na właściciela jednostki wytwórczej. W świetle rozporządzenia 2016/631 maksymalny okres, przez który właściciel jednostki wytwórczej może utrzymać status pozwolenia ION, wynosi 24 miesiące. Przepis ten ma charakter jednak semiimperatywny, gdyż właściwy operator systemu ma prawo wyznaczyć krótszy okres ważności pozwolenia ION.

Jednocześnie, w świetle rozporządzenia 2016/631, istnieje możliwość przedłużenia (maksymalnie do 24 miesięcy) pozwolenia ION w przypadku gdy właściciel jednostki wytwórczej poczynił istotne postępy w kierunku pełnej zgodności, na wniosek złożony do właściwego operatora systemu przed upływem przedmiotowego okresu zgodnie z procedurą odstępstwa ustanowioną w art. 60 tego rozporządzenia.

Z zasady bezpośredniego obowiązywania rozporządzeń UE wynika brak konieczności powielania materii tych rozporządzeń w przepisach prawa krajowego. Jedynie kwestie wymagające umożliwienie stosowania (jak np. określenie właściwego organu) czy też przepisy o charakterze semiimperatywnym wymagają/dają możliwość regulacji krajowej.

Jednocześnie w projektowanych przepisach dookreślono, że w przypadku gdy MFW jest budowana i oddawana do użytkowania etapami, rozpoczęcie biegu okresu pierwszego dnia wytworzenia i wprowadzenia energii elektrycznej do sieci albo pierwszego dnia, za który wytwórca wystąpił o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda, jest jednoznaczne z utratą prawa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w MFW lub jej części.

Prawo do wytwarzania energii elektrycznej w okresie 12 miesięcy od dnia uzyskania ION dla MFW lub jej części nie będzie pozbawiało wytwórcy prawa do rozliczenia energii elektrycznej wytworzonej w MFW lub jej części i wprowadzonej do sieci, w tym okresie na rynku bilansującym energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 40a ustawy - Prawo energetyczne, czyli rynku bilansującym w rozumieniu art. 2 pkt 2 rozporządzenia 2017/2195, w ramach którego operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego:

- 1) nabywa usługi bilansujące świadczone przez dostawców usług bilansujących,
- 2) prowadzi zintegrowany proces grafikowania,
- 3) prowadzi bilansowanie systemu,
- 4) zarządza ograniczeniami systemowymi,

5) prowadzi mechanizm bilansowania handlowego.

W przepisach rozporządzenia 2016/631 nie określono również trybu wydawania tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) dla MFW lub jej części, co jest niezbędne dla właściwego zafunkcjonowania regulacji. Dlatego w proponowanym art. 6a ustawy offshore wind wskazano, że jest wydawane przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, na wniosek wytwórcy, po spełnienia wymagań określonych w art. 35 rozporządzenia 2016/631. Do tych wymagań mogą w szczególności należeć:

- 1) szczegółowe poświadczenie zgodności;
- 2) szczegółowe dane techniczne dotyczące modułu wytwarzania energii mające znaczenie dla przyłączenia do sieci, określone przez właściwego operatora systemu;
- 3) certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący w odniesieniu do modułów wytwarzania energii, w przypadku gdy są one wykorzystywane jako część dowodu zgodności;
- 4) modele symulacyjne;
- 5) analizy przedstawiające oczekiwane osiągi w stanie ustalonym i osiągi dynamiczne;
- 6) szczegółowe informacje dotyczące planowanych testów zgodności.

Należy wskazać, że rynek bilansujący powinien działać w sposób tworzący zachęty do minimalizacji niezbilansowania i służyć do wyrównywania odchyleń wynikających z takich czynników jak błędy w prognozowaniu produkcji czy nieplanowane wyłączenia, nie powinien natomiast stanowić miejsca obrotu znacznymi wolumenami energii elektrycznej.

Umożliwienie sprzedaży energii elektrycznej z MFW w okresie oddawania ich do użytkowania wyłącznie na rynku bilansującym oznaczałoby brak konieczności informowania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego o prognozowanej produkcji energii elektrycznej. Ten brak informacji oznaczałby problem dla operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w prognozowaniu produkcji z MFW (operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie ma możliwości prognozowania produkcji z MFW i nie posiada informacji o liczbie turbin działających w danym momencie) co spowodowałoby znaczące utrudnienia (prawnie uniemożliwienie) w bilansowaniu systemu w czasie rzeczywistym. W rezultacie zwiększałoby to znacząco koszty bilansowania systemu.

W przypadku polskiego sektora offshore powyższe ryzyka byłyby istotne szczególnie z dwóch względów: (i) przewidywanych jednoczesnych momentów oddawania do użytku MFW w PL

(od 0 GW w 2026 do 5,9 GW w 2030), (ii) przewidywanych długich (ponad pół-rocznych) okresów oddawania do użytkowania MFW.

W Danii, Niemczech, Holandii i Wielkiej Brytanii MFW mają możliwość sprzedaży produkowanej energii elektrycznej na wszystkich dostępnych rynkach: dnia następnego, dnia bieżącego i bilansującym – rozpoczynając od pierwszego wytworzenia energii elektrycznej.

#### **4. Umożliwienie mikroprzesunięć fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych**

W proponowanej zmianie art. 81 ustawy offshore wind poprzez dodanie ust. 5 i 6 wskazano, że zmiana rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w ramach lokalizacji określonej w PSZW, powodująca przesunięcie środka okręgu opisanego na obrysie fundamentu morskiej turbiny wiatrowej lub innego elementu morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy o nie więcej niż 50 m, nie będzie stanowiła istotnego odstępienia od zatwierdzonego projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego lub innych warunków pozwolenia na budowę, jeśli nie spowoduje konieczności zmiany PSZW lub decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Zmiana taka nie będzie wymagała uzyskania zgody a jedynie będzie podlega pisemnemu zgłoszeniu dyrektorowi urzędu morskiego właściwego dla lokalizacji MFW, w terminie 7 dni od dnia dokonania takiej zmiany.

Zmiany powodujące przesunięcie środka okręgu opisanego na obrysie fundamentu morskiej turbiny wiatrowej lub innego elementu MFW oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy o więcej niż 50 m będą podlegały zasadom określonym w art. 81 ust. 1-4 ustawy offshore wind. Ze względu na znikomy wpływ przesunięcia 50 m na środowisko czy też bezpieczeństwo żeglugi morskiej, do tych przesunięć nie będzie się stosowało przepisów art. 81 ust. 2-4 ustawy offshore wind.

#### **5. Współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów**

Proponuje się wprowadzenie przepisów umożliwiających korzystanie przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową ze wspólnego wyprowadzenia mocy, o ile będą zamontowane układy pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające precyzyjne określenie, która farma produkuje, ile energii. Zgodnie z dodanym art. 3a do ustawy offshore wind więcej niż jedna MFW będzie

mogła wykorzystywać tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy. Przepisy regulują także możliwość przebiegu sieci średniego lub wysokiego napięcia bezpośrednio łączącej turbiny morskiej farmy wiatrowej ze współdzieloną morską stacją elektroenergetyczną przez obszar innej morskiej farmy wiatrowej współdzielącej tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu. Bez doprecyzowania możliwości przebiegu tzw. kabli wewnętrznych przez obszar innej morskiej farmy wiatrowej jedynym możliwym zastosowaniem art. 3a ustawy offshore byłoby zlokalizowanie stacji elektroenergetycznej na granicy morskich farm wiatrowych lub poza nimi. Takie rozwiązanie praktycznie powodowałoby, że projektowany przepis byłby „martwy” ze względów lokalizacyjnych (brak możliwości posadowienia stacji między farmami ze względu na wymagania np. decyzji środowiskowych i stref ochronnych) oraz ekonomicznych (dodatkowe pozwolenie dla stacji elektroenergetycznej poza obszarem morskiej farmy wiatrowej).

W przypadku współdzielenia, w świetle dodanych ust. 2-3 do art. 47, każdą z MFW będzie się wyposażać w układy pomiarowo-rozliczeniowe rejestrujące ilość energii elektrycznej wprowadzonej do współdzielonych morskich stacji transformatorowych, w poszczególnych okresach rozliczenia niezbilansowania i wyposażać te układy w system zdalnego odczytu, zapewniający komunikację w czasie rzeczywistym z operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu dystrybucyjnego. Układy pomiarowo-rozliczeniowe będą zaś musiały umożliwiać ustalenie ilości energii elektrycznej z podziałem na poszczególne MFW, niezależnie od układu pomiarowo-rozliczeniowego rejestrującego ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci przez te MFW, znajdującego się w punkcie rozgraniczenia własności z właściwym operatorem systemu.

Jednocześnie projektowane zmiany uwzględniają także korekcję przyznanego wsparcia w związku ze współdzieleniem tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów, w przypadku gdy dla tej stacji elektroenergetycznej lub zespołu urządzeń została uzyskana pomoc inwestycyjna lub gdy dojdzie do zbycia współdzielonej stacji elektroenergetycznej lub zespołu urządzeń. W związku z czym wartość pomocy inwestycyjnej będzie obliczana proporcjonalnie do ilości energii elektrycznej w odniesieniu do każdej z MFW wykorzystujących inwestycję wspólną, na którą została przeznaczona pomoc inwestycyjna. Jednocześnie dostosowano przepisy w zakresie oświadczenia o wartości pomocy inwestycyjnej, obliczania ceny skorygowanej oraz procedury o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda.

Kwestie te zostały szczegółowo uregulowane w znowelizowanym art. 10 ustawy offshore wind. W pierwszej kolejności dodano ust. 6a ustalający sposób obliczania wartości pomocy inwestycyjnej w takiej sytuacji. Zgodnie z tym przepisem, jeżeli pomoc inwestycyjna została przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie morskiej stacji transformatorowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, wykorzystywanych przez więcej niż jedną MFW, jej wartość będzie obliczana proporcjonalnie do ilości energii elektrycznej w odniesieniu do każdej z MFW wykorzystujących inwestycję wspólną, na którą została przeznaczona pomoc inwestycyjna. Wszyscy wytwórcy, ubiegających się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda będą zobowiązani do złożenia pod rygorem odpowiedzialności karnej oświadczenia o wartości pomocy inwestycyjnej i cenie skorygowanej. Również w odniesieniu do każdego z wytwórców osobno znajdzie zastosowanie obowiązek przekazania Prezesowi URE oświadczenia zawierającego wartość udzielonej w późniejszym terminie pomocy inwestycyjnej lub jej zmiany wraz z datą jej udzielenia lub zmiany, wskazaniem podmiotu udzielającego pomocy oraz ceny skorygowanej, a także obowiązek powiadomienia o tym operatora rozliczeń energii odnawialnej. Złożenie wniosku o udzielenie koncesji w odniesieniu do każdej kolejnej MFW będzie uprawniało do obliczenia ceny skorygowanej, w odniesieniu do każdej z tych MFW. Dzięki powyższym rozwiązaniom, z jednej strony, zapewniono efektywne wykorzystanie zasobów technicznych, z drugiej, objęto każdą z MFW niezbędnymi obowiązkami gwarantującymi realizację inwestycji na przejrzystych i niedyskryminacyjnych zasadach.

Jednocześnie uregulowano zagadnienie wykorzystywania przez MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy w kontekście ich zbycia. W takiej sytuacji analizę finansową inwestycji będzie należało złożyć w odniesieniu do każdej z MFW a kalkulację ceny skorygowanej przeprowadzić proporcjonalnie do ich mocy zainstalowanej. W ten sposób zostanie zapewniona prawidłowość wyliczenia skutków finansowych takiego zbycia.

Współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów nie będzie mogło być realizowane na zasadach określonych w art. 7 ust. 1f ustawy - Prawo energetyczne, czyli w ramach tzw. cable pooling, instytucji, która weszła w życie z dniem 1 października 2023 r. a dotyczy możliwości współdzielenia przyłącza przez kilka instalacji wytwórczych. Cable pooling umożliwia przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w jednym miejscu dwóch lub większej liczby instalacji odnawialnego źródła energii, które

mogą należeć do jednego lub kilku wytwórców i ma na celu zapewnienia dostępu do systemu elektroenergetycznego przy istniejących ograniczeniach sieciowych. Wyłączenie w projektowanym art. 3a ust. 3 ustawy offshore wind współdzielenia przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej na zasadach określonych w art. 7 ust. 1f ustawy - Prawo energetyczne jest szczególnie istotne w świetle proponowanego w ustawie offshore wind art. 26 ust. 1a. Zgodnie z tym przepisem wytwórca może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do dwóch MFW, zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru. W takim przypadku współdzielenie będzie możliwe jedynie wówczas, gdy obie MFW nie wygrały tej samej aukcji. Proponowany art. 3a ust. 3 ustawy offshore wind równocześnie nie będzie wyłączał możliwości przyłączenia w miejscu przyłączenia MFW innej niż MFW instalacji odnawialnego źródła energii zgodnie z art. 7 ust. 1f ustawy - Prawo energetyczne. Nowe regulacje nie będą więc stanowiły przeszkody dla tzw. cable pooling w przypadku gdy w jednym miejscu przyłączana jest MFW i inna instalacja odnawialnego źródła energii.

## **6. Niezbędne doprecyzowania w zakresie etapowanie inwestycji**

Zmodyfikowano przepisy dotyczące kumulacji pomocy publicznej, aby pomoc inwestycyjna przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy była uwzględniana w takiej samej części, w jakiej moc tej instalacji została objęta wnioskiem koncesyjnym.

W konsekwencji dostosowano w art. 10 ust. 3 ustawy offshore wind wzór dotyczący obliczania wartości pomocy inwestycyjnej tak, aby uwzględniał on sytuację, w której moc zainstalowana MFW objętej wnioskiem o udzielenie koncesji jest mniejsza od mocy zainstalowanej elektrycznej, o której mowa w art. 18 ust. 4 albo 31 ust. 4 pkt 2 ustawy offshore wind. W takim przypadku wartość pomocy inwestycyjnej powinna uwzględniać stosunek mocy zainstalowanej elektrycznej objętej wnioskiem o udzielenie lub zmianę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej do mocy zainstalowanej MFW. Niniejszy przepis gwarantuje, że wartość pomocy inwestycyjnej będzie odzwierciedlała realną moc zainstalowaną MFW.

Wartość pomocy inwestycyjnej (ust. 3) stanowi element wzoru określającego sposób obliczenia ceny skorygowanej stanowiącej podstawę wypłaty ujemnego salda (ust. 6). Tym samym zmiana w ust. 3 automatycznie będzie skutkować zmianą wysokości ceny skorygowanej (zł/MWh) i nie zachodzi potrzeba dokonywania oddzielnej zmiany w ust. 6.

## **7. Czas pracy w portach morskich lub bazach serwisowych**

Zgodnie z dodanymi art. 84a i 84b do ustawy offshore wind, czas pracy osób znajdujących się w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy, eksploatacji lub likwidacji MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, obsługiwanych przez kolejno wymieniane się załogi lub część załogi, będzie mógł być przedłużony do 14 godzin na dobę i 84 godzin na tydzień. W takim przypadku, po każdym, nie dłuższym niż 2 tygodnie, nieprzerwanym okresie pracy pracodawca będzie zobowiązany do zapewnienia pracownikowi co najmniej równego okres wolnego od pracy. Za zgodą pracownika, okres pracy będzie mógł być przedłużony do 3 tygodni. Praca w powyższych granicach norm czasu pracy nie będzie uznana za pracę w godzinach nadliczbowych, jeżeli liczba godzin pracy w przyjętym okresie rozliczeniowym nie przekroczy przeciętnie 44 godzin.

Wydłużony czas pracy może wiązać się z większym zmęczeniem i ryzykiem wypadków. Dlatego kluczowe jest przestrzeganie w tym zakresie przepisów dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy (BHP), zawartych przede wszystkim w dziale 10 ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. – Kodeks pracy (Bezpieczeństwo i higiena pracy). Pracodawca będzie miał zatem obowiązek zapewnić pracownikowi bezpieczne i higieniczne warunki pracy dostosowane do specyficznych warunków panujących w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy, eksploatacji lub likwidacji MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w tym odpowiednie przerwy i szkolenia w zakresie BHP. Kwestię przerw związanych z wydłużonym czasem pracy reguluje art. 134 ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. – Kodeks pracy. Zgodnie z tym przepisem jeżeli dobowy wymiar czasu pracy pracownika jest dłuższy niż 9 godzin a krótszy niż 16 godzin, pracownik ma prawo do dodatkowej przerwy w pracy trwającej co najmniej 15 minut. Przerwę tę wlicza się do czasu pracy. Na pracodawcy będą ciążyły obowiązki informacyjne, udzielenia pierwszej pomocy, dostarczenia pracownikom środków ochrony indywidualnej oraz odzieży i obuwia roboczego, a także inne wynikające z tych przepisów. Obiekty, pomieszczenia, maszyny i inne urządzenia nie będą mogły stwarzać zagrożenia dla życia i zdrowia pracowników. Ponadto na zasadach ogólnych pracownik będzie miał prawo powstrzymać się od wykonywania pracy, jeśli warunki pracy stwarzają zagrożenie dla jego zdrowia lub życia, zawiadamiając o tym pracodawcę.

W projekcie dodano przepis przejściowy, który stanowi się, że osób znajdujących się w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy, eksploatacji lub likwidacji MFW lub zespołu urządzeń służących do

wyprowadzenia mocy, a także w stanowiących część zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na lądzie – nierozliczony w dniu wejścia projektu ustawy w życie – może być rozliczany na dotychczasowych zasadach przez okres nieprzekraczający 6 miesięcy, czyli przez okres, jaki obecnie przewidziany jest na rozliczenie czasu pracy.

#### **8. Uniemożliwienie ponownego przyznania wsparcia dla danego projektu MFW, który wsparcie otrzymał, na zasadach określonych w rozdziale 3 albo rozdziale 4**

Proponuje się wprowadzenie zakazu możliwości ubiegania się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 dla danej MFW, dla której wcześniej przyznano wsparcie na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4.

#### **9. Zmiana katalogu okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym**

W związku z uwzględnieniem zmian art. 24 ustawy offshore wind wynikających z uzgodnień, opiniowania i konsultacji publicznych projektu ustawy katalog okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym został rozszerzony o awarię o znacznych rozmiarach w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz o wystąpienie stanu epidemii lub stanu zagrożenia epidemicznego o charakterze i w rozmiarach przekraczających możliwości działania właściwych organów administracji rządowej i organów jednostek samorządu terytorialnego.

Przepisy art. 24 ustawy offshore wind zostały także uzupełnione o doprecyzowanie okresu wydłużenia o jaki można przesunąć termin wytworzenia i wprowadzenia energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej po raz pierwszy. Powyższe doprecyzowanie ma na celu wprowadzenie ograniczenia wytwórcom nieuzasadnionego odkładania realizacji inwestycji. W tym celu także zdecydowano się doprecyzować przepisy dotyczące waloryzacji przyznanego wsparcia. Obecnie brzmienie przepisów powoduje, że wraz z wydaniem decyzji o wydłużeniu terminu na wytworzenie i wprowadzenie energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej po raz pierwszy dochodzi do „mnożenia” okresów waloryzacji wsparcia, czy to wynikającej z decyzji Prezesa URE czy to z oferty aukcyjnej. Przepisy art. 24 i nawiązującego do niego art. 35 ustawy offshore wind miały na celu umożliwić wytwórcy dalszą realizację inwestycji w przypadku wystąpienia nadzwyczajnych okoliczności. Nie miały na celu wprowadzania

dodatkowych korzyści z tytułu opóźnienia realizacji inwestycji, dlatego projektodawca zdecydował się ograniczyć tę możliwość poprzez dodanie w art. 38 ust. 5d, wskazującego, że okres, o jaki wydłużono termin wytworzenia i wprowadzenia energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej po raz pierwszy nie podlegają waloryzacji.

## **10. Zmiana reguł wydatkowych**

Proponuje się modyfikację przepisów ustaw offshore wind i ustawy OZE w kierunku zmiany źródła finansowania działań związanych z zapewnieniem prawidłowości funkcjonowania IPA w zakresie obsługi MFW, poprzez określenie ich w taki sposób, że koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji IPA w tym przedmiocie, pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106 ustawy OZE, ze środków opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1 ww. ustawy, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.

Biorąc pod uwagę, że IPA jest aplikacją wspólną dla różnych systemów wsparcia wyznaczenie jednego (wspólnego) podmiotu ponoszącego koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji systemu będzie istotnym ułatwieniem w rozliczaniu ponoszonych wydatków (szczególnie tych wspólnych), a także będzie rozwiązaniem pozwalającym na większą elastyczność, nie tylko w zakresie terminów realizacji modyfikacji IPA ale i w zakresie wysokości ponoszonych wydatków.

W art. 112 w latach 2026-2030 odjęto środki zaplanowane na IPA w wysokości 1 500 000 zł w każdym roku, zaś w roku 2025 odjęto niewykorzystane środki na IPA w wysokości 2 940 000 zł.

Proponuje się także przeniesienie na ministra właściwego do spraw klimatu limitu wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw środowiska. W związku z powyższym nowelizuje się art. 113 ustawy offshore wind w ten sposób, że w latach 2025 – 2030 proponuje się zwiększenie maksymalnego limitu wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu wynikających z ustawy offshore wind z 266 029,58 zł na 532 059,16 zł rocznie. Jednocześnie uchyla się art. 114, który przewiduje maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw środowiska wynikających z ustawy offshore wind w latach 2025-2030 właśnie w wysokości 266 029,58 zł rocznie, czyli kwoty stanowiącej różnicę kwoty 532 059,16 zł oraz kwoty 266 029,58 zł w stosunku rocznym. Tym samym przedmiotowa zmiana nie pociągnie za sobą konsekwencji finansowych dla budżetu państwa, tym bardziej, że zgodnie z rozporządzeniem Prezesa Rady

Ministrów z dnia 19 grudnia 2023 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz.U. 2023 poz. 2726), Minister Klimatu i Środowiska kieruje działami administracji rządowej energia, klimat i środowisko. Sama zaś zmiana uzasadniona jest tym, że sprawy z zakresu MEW należą do właściwości ministra właściwego ds. klimatu, zgodnie z art. 13a ust. 1 pkt 12 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1370 i 1907).

W odniesieniu do art. 115 ustawy offshore wind, obliczeń dokonano na podstawie średniego wynagrodzenia w 2024 r. w jednostkach, których reguła dotyczy:

- Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska – 10 870,15 zł (3 osoby);
- Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska w Gdańsku – 8 395,96 zł (2 osoby);
- Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska w Szczecinie – 8 272,44 zł (2 osoby).

Wartości te na 2025 r. zwaloryzowano o wskaźnik 5% (wzrost kwoty bazowej). Doliczono wydatki na dodatkowe wynagrodzenie roczne („13”). Uwzględniono realny wskaźnik ZUS na koniec 2024 r. 16,63% (a nie planistyczny 16,24%), fundusz pracy 2,45% i PPK 1,5% oraz ZFŚS za 7 osób. W kolejnych latach 2026-2030 uwzględniono również waloryzację wynikającą z wytycznych Ministra Finansów, odpowiednio na poziomie 6,3%, 5,8%, 5,3%, 5,27%, 5,27%. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku i Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Szczecinie. Kwoty w art. 115 ust. 1 pkt 5-10 ustawy offshore wind zostały zatem zaktualizowane do następujących:

- w 2025 r. - 1 099 971,50 zł;
- w 2026 r. - 1 180 619,77 zł;
- w 2027 r. - 1 262 330,82 zł;
- w 2028 r. - 1 343 629,27 zł;
- w 2029 r. - 1 426 435,69 zł;
- w 2030 r. - 1 512 068,02 zł..

Jak wskazuje Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska wprowadzenie ww. zmian jest konieczne ze względu na nieuwzględnienie waloryzacji w regule dotychczas obowiązującej.

## **11. Modyfikacje redakcyjno-techniczne w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych**

Art. 3 pkt 3 ustawy offshore wind definiujący MFW rozszerzono o sieć wysokiego napięcia, co będzie lepiej oddawać rzeczywistość tych dużych jednostek wytwórczych.

W art. 77 ust. 1 ustawy offshore wind ograniczono rygor natychmiastowej wykonalności jedynie do decyzji administracyjnych w przedmiocie zatwierdzenia projektu robót geologicznych sporządzonego w celu określenia warunków geologiczno-inżynierskich na potrzeby posadawiania MFW oraz urządzeń i obiektów wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także dodatków do takiego projektu robót geologicznych. Tym samym usunięto pustą normę (ze względu na trwające już na tym etapie prace geologiczne) nadającą taki rygor decyzji administracyjnej w przedmiocie zatwierdzenia dokumentacji geologicznej w tym zakresie.

Ponadto użyte w art. 48 ust. 3, art. 49 ust. 1, 2 i 4, art. 50, art. 51, art. 52 ust. 2 pkt 1 i ust. 6 pkt 2 oraz w art. 53 ust. 1 wyrazy „przedsiębiorstwo energetyczne” lub „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej” zastąpiono wyrazami „operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego”, w celu zapewnienia spójności terminologicznej w ustawie offshore wind.

## **12. Ustawa o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej**

### **a. Wydłużenie terminu ważności pozwoleń i uzgodnień lokalizacyjnych dla morskich farm wiatrowych oraz zespołu urządzeń wyprowadzających moc**

W art. 66a ust. 2 ustawy o obszarach morskich 15-letni termin liczony od dnia uzyskania pozwolenia na budowę, po upływie którego stwierdza się wygaśnięcie PSZW, zastąpiono w przypadku inwestora ubiegającego się o prawo do pokrycia ujemnego salda 3-letnim okresem liczonym od udziału w aukcjach. Konsekwentnie dostosowano ust. 3 tego artykułu stanowiący o możliwości wydłużenia okresu, po upływie którego stwierdza się wygaśnięcie PSZW, jak również ust. 5 dotyczący wygaśnięcia PSZW. Jednocześnie w obecnie obowiązującym ust. 5 uwzględniono okres z art. 23 ust. 6c pkt. 1, czyli 3-letni okres, sięgający od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę stała się ostateczna, do dnia (nie) rozpoczęcia budowy sztucznej wyspy, konstrukcji i urządzeń, po upływie którego można stwierdzić wygaśnięcie PSZW.

### **b. Tworzenie stref bezpieczeństwa dla MFW**

Proponowany, nowy art. 24b ustawy o obszarach morskich wprowadza szczegółowe rozwiązania dotyczące tworzenia stref bezpieczeństwa dla MFW. Zgodnie z propozycjami, w przypadku MFW, dyrektor właściwego urzędu morskiego, w drodze zarządzenia, ustanawia strefę bezpieczeństwa wokół każdej morskiej turbiny wiatrowej oraz stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, sięgającą nie mniej niż 150 m i nie dalej niż

500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że inny zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową. Będzie obowiązywał zakaz wchodzenia statków do strefy bezpieczeństwa oraz przebywania statków w tej strefie, z wyjątkiem następujących sytuacji:

- 1) w związku z układaniem, inspekcją, testowaniem, naprawą, konserwacją, zmianą, odnową lub usuwaniem kabli lub rurociągów w tej strefie lub w odległości 50 metrów od tej strefy;
- 2) w celu świadczenia usług na rzecz sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie lub przewożenia osób i towarów do sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń oraz z tych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie;
- 3) w związku z ratowaniem życia lub mienia;
- 4) z powodu złej pogody;
- 5) w przypadku gdy statki są w niebezpieczeństwie;
- 6) jeżeli dyrektor właściwego urzędu morskiego lub wytwórca udzieli na to zgody.

#### c. Niezbędne uproszczenia terminologiczne

W związku z wątpliwościami interpretacyjnymi proponuje się doprecyzowanie terminów takich, jak „rozpoczęcie budowy” czy „rozpoczęcie wykorzystywania” MFW i zastąpienie ich odpowiednio „rozpoczęciem instalacji pierwszych fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu” i „uzyskaniem decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w MFW lub jej części”.

W art. 23 ust. 6 ustawy o obszarach morskich proponuje się, aby 30-letni okres na jaki jest wydawane PSZW był liczony od dnia, w którym decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej lub jej części stała się ostateczna, zamiast od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystywanie MFW.

W art. 23 ust. 6c pkt 2 ustawy o obszarach morskich proponuje się, aby 5-letni okres, po upływie którego stwierdza się wygaśnięcie PSZW w przypadku MFW, był liczony od dnia rozpoczęcia instalacji pierwszych fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu i odnosił się do uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej lub jej części.

W art. 26 ust. 5 ustawy o obszarach morskich proponuje się, aby 30-letni okres obowiązywania pozwolenia na lokalizację kabli (ustalającego ich lokalizację i warunki ich utrzymywania) w przypadku MFW, był liczony od dnia, w którym decyzja o udzieleniu koncesji na

wytwarzanie energii elektrycznej w MFW stała się ostateczna, a nie od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie MFW.

Jednocześnie uregulowano sytuację, w której zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest wykorzystywany przez więcej niż jedną MFW. Wówczas 30-letni termin będzie rozpoczynał bieg od dnia ostateczności pierwszej decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej dla którejkolwiek z MFW.

Natomiast w art. 26 ust. 6 pkt 2 15-letni okres, po którym stwierdza się wygaśnięcie pozwolenia na lokalizację kabli był odnoszony do decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w MFW a nie jak dotąd do rozpoczęcia ich wykorzystania.

W art. 27b ust. 1 pkt 3 dotyczącym opłat za wydanie PSZW, pozwolenia na lokalizację kabli oraz uzgodnienia w sprawie układania kabli, zamiast uiszczania 30% pełnej kwoty w ciągu 30 dni od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń, kwotę tę będzie się uiszczać w ciągu 30 dni od dnia uzyskania decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej MFW.

#### d. wyłączenie możliwości wnioskowania o pozwolenie lub uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli MFW w oparciu o wstępne warunki przyłączenia

Aby zapobiec sytuacji, w której podmioty ze wstępnymi warunkami przyłączenia, które nie wygrały aukcji, zablokują podmiotom, które wygrały aukcje możliwość wnioskowania o pozwolenie/uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli wyprowadzający moc z MFW w najkorzystniejszych miejscach proponuje się wykreślenie z art. 27a ust. 2 pkt 9 możliwości dołączenia do wniosku o pozwolenie lokalizacyjne wstępnych warunków przyłączenia.

W związku z dodaniem ww. zmiany w projekcie ustawy w art. 15 umieszczono przepis przejściowy wskazujący, że w sprawach o wydanie pozwoleń lub uzgodnień na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów, dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy art. 27a ust. 2 pkt 9 ustawy zmienianej w art. 2, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. W przypadku gdy do wniosku, o którym mowa w art. 27a, dołączono wstępne warunki przyłączenia, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy wnioskodawca uzupełnia wniosek o wydanie pozwolenia na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów lub wniosek o wydanie uzgodnienia. Jeśli tego nie zrobi, to postępowanie umarza się.

#### e. przenoszenie pozwolenia lokalizacyjnego dla MFW w ramach tej samej grupy kapitałowej

Postulowanym rozwiązaniem jest dodanie przepisu wskazującego, że jeżeli podmiot, na który ma być przeniesione prawo wynikające z pozwolenia lokalizacyjnego dla MFW, należy do tej samej grupy kapitałowej co podmiot, który został wyłoniony w postępowaniu rozstrzygającym i uzyskały pozwolenie lokalizacyjne dla MFW i należał do tej grupy kapitałowej na dzień ogłoszenia wyników postępowania rozstrzygającego, nie będzie wymagana ocena spełnienia kryteriów wymaganych postępowaniem rozstrzygającym. Zwolnienie z konieczności ponownego złożenia dokumentów przez podmiot z danej grupy kapitałowej oraz ich weryfikacji przez ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej będzie stanowiło istotnie zmniejszenie obciążeń administracyjnych.

### **13. Ustawa prawo budowlane - definicja budowli**

Proponuje się doprecyzowanie definicji budowli w art. 3 pkt 3 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, poprzez wykreślenie z tej definicji innych, poza fundamentami i elementami przejściowymi, części morskich turbin wiatrowych. Proponowane zmiany w definicji budowli pozwolą więc na jednoznaczną klasyfikację morskich turbin wiatrowych jako urządzeń. Budowlami pozostaną jedynie fundamenty i elementy przejściowe morskich turbin wiatrowych. Jednocześnie zalicza się do budowli części budowlane stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu.

Zasadniczy problem związany z wprowadzaniem na rynek morskich turbin wiatrowych (MTW) i ich montażem w Polsce sprowadza się do tego, że wieże MTW klasyfikowane są jako budowla, a nie jako nieodłączna część maszyny jaką jest MTW. Tego rodzaju klasyfikacja powoduje praktyczne problemy związane z montażem MTW.

Istnieje uzasadnione ryzyko, że w przypadku kwalifikacji wieży jako budowli, budowa morskich farm wiatrowych w Polsce może być pod istotną presją rynkową i czasową. Producenci musieliby dostosować swoje procesy produkcyjne do wymogów jakie obowiązywałyby jedynie w Polsce co wymaga czasu i znaczących nakładów inwestycyjnych. Ze względu na gwałtowny rozwój morskiej energetyki wiatrowej obawiać się można presji priorytetyzowania mniej ryzykownych projektów w innych częściach EU lub świata.

Polska nadal pozostaje rynkiem lokalnym z perspektywy kluczowych dostawców technologii. Istnieje poważne ryzyko, iż z perspektywy globalnej przynajmniej część z nich nie będzie dostarczała morskich turbin wiatrowych do Polski, jeżeli miałyby się to wiązać z dodatkowymi kosztami na etapie produkcji lub też ryzykiem utraty własności intelektualnej. Powoduje to w konsekwencji realne zagrożenie, iż koszt budowy morskich farm wiatrowych w Polsce

będzie wyższy od kosztów w innych państwach, co docelowo może przełożyć się na ceny energii dla odbiorców.

Na marginesie należy zauważyć, że zgodnie z art. 23 ust. 1a ustawy o obszarach morskich, zakazuje się wznoszenia i wykorzystywania MFW na morskich wodach wewnętrznych i morzu terytorialnym. MFW powstają na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej. Zatem MFW nie podlegają opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych (Dz. U. z 2023 r. poz. 70, 1313 i 2291 oraz z 2024 r. poz. 1572, 1635 i 1757, gdyż nie stanowią terytorium gminy. Wyłączna strefa ekonomiczna nie stanowi również obszaru Rzeczypospolitej Polskiej na podstawie ustawy z dnia 12 października 1990 r. o ochronie granicy państwowej (Dz. U. z 2024 r. poz. 388 i 1635). MFW podlegają opłacie koncesyjnej na podstawie art. 34 ust. 2a, 2b i 3a ustawy – Prawo energetyczne w wysokości nie większej niż 23 000 zł/MW. W związku z powyższym doprecyzowanie kwalifikacji morskiej turbiny wiatrowej nie wpłynie na dochody gmin z tytułu podatków.

Ponadto, celem zapewnienia jednolitych przepisów dotyczących definicji budowli w różnych aktach prawnych rozwiązaniem jest uzupełnienie definicji budowli w ustawie – Prawo budowlane o zapisy wskazujące, że budowlą są również biogazownie, biogazownie rolnicze oraz biometanownie.

#### **14. Ustawa o bezpieczeństwie morskim**

##### **a. Zdefiniowanie personelu przemysłowego**

W art. 5 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim proponuje się dodanie pkt 10d, który wprowadza definicję personelu przemysłowego.

Jednocześnie w art. 62 ww. ustawy dodano ust. 2a, zgodnie z którym kwalifikacje personelu przemysłowego muszą odpowiadać wymaganiom określonym w rozdziale XV Konwencji SOLAS oraz rezolucji IMO MSC.527(106) Międzynarodowy kodeks bezpieczeństwa statków przewożących personel przemysłowy (Kodeks IP), zapewniając tym samym zgodność z międzynarodowymi standardami.

Proponowana definicja jest zgodna z regulacjami uchwalonymi przez Komitet Międzynarodowej Organizacji Morskiej w nowym rozdziale XV Konwencji SOLAS oraz nowym obowiązkowym Międzynarodowym Kodeksie Bezpieczeństwa Statków Przewożących Personel Przemysłowy (kodeks IP), które weszły w życie od 1 lipca 2024 r. Celem tych aktów prawnych jest zapewnienie minimalnych norm bezpieczeństwa dla statków przewożących

personel przemysłowy, jak również dla samego personelu oraz zajęcie się szczególnymi zagrożeniami związanymi z operacjami morskimi w sektorach offshore i energetycznym.

Wprowadzenie proponowanych przepisów będzie więc spójne ze spodziewanymi zmianami w morskim prawie międzynarodowym, mającymi na celu wspieranie rozwoju sektora MEW oraz zapewnienie odpowiednich standardów bezpieczeństwa i warunków pracy dla personelu zatrudnionego w tym sektorze.

#### b. Udostępniania danych niezbędnych do sporządzenia ekspertyz technicznych

Zgodnie z dodanym w art. 113c ust. 3a Minister Obrony Narodowej oraz minister właściwy do spraw wewnętrznych, na wniosek inwestora MFW będzie zobowiązany udostępnić mu, w terminie 30 dni od otrzymania wniosku, dane niezbędne do sporządzenia ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP. Niniejsza regulacja gwarantuje wypełnienie w sposób należyty ustawowego obowiązku dot. ww. ekspertyz.

#### c. Ponoszenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronności i bezpieczeństwa państwa

W art. 113d ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim dodano ust. 3a, zgodnie z którym inwestor będzie ponosił wszystkie koszty związane z kompensacją negatywnego wpływu MFW lub zespołu urządzeń wynikające z następujących ekspertyz lub planów:

- 1) ekspertyzy nawigacyjnej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na bezpieczeństwo i efektywność żeglugi statków w polskich obszarach morskich;
- 2) ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na polskie obszary morza A1 i A2 Morskiego Systemu Łączności w Niebezpieczeństwie i dla Zapewnienia Bezpieczeństwa (GMDSS) oraz na System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa;
- 3) ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na Krajowy System Bezpieczeństwa Morskiego;
- 4) planu ratowniczego określającego rodzaje zagrożeń dla zdrowia i życia personelu zaangażowanego w budowę, eksploatację i likwidację morskiej farmy wiatrowej i zespołu

urządzeń, sposoby i procedury działania w przypadku wystąpienia tych zagrożeń oraz siły i środki zapewniane przez wytwórcę do realizacji tego planu ratowniczego;

5) planu zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń dla morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń;

6) ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP;

7) ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej i morskiej łączności radiowej Straży Granicznej.

Tym samym usunięto wątpliwości interpretacyjne w tym zakresie, jak również uwzględniono uwagi Ministra Obrony Narodowej zgłoszone na etapie rozpatrywania wniosku o wpis dla projektu ustawy przez Zespół Programowania Prac Rządu.

#### d. Sprawdzenie spełnienia założeń i wniosków ujętych w ekspertyzach technicznych dotyczących wpływu MFW na systemy obronności państwa, po ich realizacji

Uzupełniono art. 113e ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim w zakresie obowiązku przeprowadzenia pomiarów, testów i badań niezbędnych do weryfikacji poprawności założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach o odniesienie także do ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu MFW i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP oraz na systemy zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej i morskiej łączności radiowej Straży Granicznej. Tym samym uzupełniono oczywistą lukę prawną, przyczyniając się do poprawienia bezpieczeństwa na morzu.

#### e. Terminy dot. certyfikatu zgodności projektowej

Zgodnie ze znowelizowanym art. 113g ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim doprecyzowano, że certyfikat zgodności projektowej będzie wydawany przed rozpoczęciem robót budowlanych polegających, w przypadku MFW na instalacji pierwszych fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu. Jeżeli chodzi o zespół urządzeń roboty

budowlane będą polegały na ułożeniu pierwszych kabli w dnie morskim lub na nim. Tym samym skonkretyzowano, na czym dokładnie mają polegać roboty budowlane, przed rozpoczęciem których należy uzyskać certyfikat potwierdzający zgodność projektu budowlanego z normami technicznymi określającymi wymagania, jakie musi spełnić MFW lub zespół urządzeń, oddalając zarazem ryzyko konieczności ponownej certyfikacji.

#### f. Eksploatacja statków związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury

Proponowane przepisy mają na celu dopuszczenie jednostek niekonwencyjnych do operowania w żegludze krajowej i ustanowienia niedyskryminacyjnych przepisów – armatorzy jednostek pod obcą banderą będą musieli spełnić takie same wymagania jak armatorzy jednostek pod polską banderą, a w przepisach ustawy zaproponowano sposób weryfikacji spełniania tych wymagań.

Wymagania w zakresie budowy, stałych urządzeń i wyposażenia zapewniającego bezpieczne uprawianie żeglugi, ochronę środowiska morskiego oraz bezpieczeństwo życia i zdrowia osób przebywających na statkach niepodlegających umowom międzynarodowym określają przepisy art. 12 ustawy oraz rozporządzenia wydane na podstawie art. 12 ust. 2 UBM.

W nowym art. 861 UBM zaproponowano procedurę, zgodnie z którą armator będzie występował do dyrektora urzędu morskiego właściwego dla portu bazowania statku, wskazując planowany sposób eksploatacji statku. Dyrektor urzędu morskiego, po analizie dokumentacji, w szczególności wystawionego przez uznaną organizację po przeglądzie technicznym przeprowadzonym na statku dokumentu potwierdzającego spełnianie wymagań nie mniejszych niż określone w przepisach wydanych na podstawie art. 12 ust. 2 dla statków o polskiej przynależności, będzie wydawał pozwolenie na eksploatację. Dyrektor urzędu morskiego, jako organ inspekcyjny, będzie miał prawo określić w pozwoleniu dodatkowe warunki lub ograniczenia eksploatacji statku. Przewidziano również procedurę wycofania pozwolenia na eksploatację w przypadku stwierdzenia w wyniku inspekcji poważnych uchybień skutkujących zatrzymaniem statku lub powtarzających się naruszeń wymagań określonych w przepisach ustawy.

Załącznik do ustawy wymagał uzupełnienia o ceny inspekcji w celu wydania certyfikatu bezpieczeństwa personelu przemysłowego albo certyfikatu bezpieczeństwa personelu.

### **15. Specjalistyczne statki techniczne**

Doprecyzowano art. 108 UBM o odniesienie do statków instalacyjnych, kablowców oraz statków badawczych.

#### **16. Zwolnienie z opłaty za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli MFW**

Intencją projektodawcy w zakresie zmiany art. 261 ustawy Prawo wodne jest wyłącznie zwolnienie z opłaty rocznej gruntów pokrytych wodami pod strefami ochronnymi na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, oddanymi w użytkowanie podmiotom, które uzyskały pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199), dotyczące m.in. zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy offshore wind lub jego elementów, a także elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej, za których ruch sieciowy odpowiedzialny jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Zwolnienie z opłaty rocznej za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych, w tym stref bezpieczeństwa dla kabli MFW, a także elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej, za których ruch sieciowy odpowiedzialny jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego będzie wyłącznie dotyczyło *de facto* obiektów zlokalizowanych w odległości do 22 224 m od linii podstawowej. Zgodnie bowiem z § 2 ust. 1 pkt 6 lit. aa rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 28 grudnia 2017 r. w sprawie wysokości jednostkowych stawek opłaty rocznej za użytkowanie gruntów pokrytych wodami, opłata dotyczy układania i utrzymywania kabli jedynie na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego. Zwolnienie odnosi się do stref ochronnych oraz stref bezpieczeństwa ustanawianych na podstawie art. 24 ustawy o obszarach morskich przez dyrektora urzędu morskiego nie dalej niż 500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że inny zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową. Wyliczenie więc całościowego wpływu przedmiotowej regulacji na budżet państwa wymaga określenia powierzchni tych obszarów, co na chwilę obecną nie jest możliwe, gdyż takie strefy nie zostały ustalone.

## **17. Mapowanie obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz ramy prawne dla wyznaczania OPRO**

Pierwszym z projektowanych w tym zakresie rozwiązań jest mapowanie obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz określenia krajowego potencjału i dostępnego obszaru lądowego, podpowierzchniowego, wód morskich lub wód śródlądowych, który jest niezbędny do lokalizowania instalacji OZE, a także powiązanej z nimi infrastruktury, takiej jak instalacje sieciowe i magazynowe, w tym do magazynowania energii cieplnej. Efektem powyższego działania będą cyfrowe mapy, których zasoby obejmą całe terytorium Polski w zakresie poszczególnych rodzajów odnawialnych źródeł energii, obejmując szereg aspektów mających wpływ na potencjał instalowania urządzeń OZE.

Definicja map potencjału odnawialnego źródła energii została zaproponowana jako art. 2 pkt 18a w ustawie OZE.

Przed wszystkim jednak przepisy zawarte w przedmiotowym projekcie wprowadzają do ustawy OZE nowy „Rozdział 7b. Instrumenty wspierające procesy inwestycyjne instalacji odnawialnego źródła energii”.

W art. 160e ust. 1 zapewniają publikację map potencjału przez ministra właściwego ds. klimatu. Należy w tym miejscu podkreślić, że utworzenie samego narzędzia stanowi przedmiot równoległych działań pozalegisłacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska. Mapy potencjału OZE zostaną opracowane w oparciu o kompleksową specyfikację techniczną zawierającą wielorakie i szczegółowe kryteria mapowania. W projekcie ustawy, w celu zapewnienia implementacji art. 15b ust. 2 dyrektywy 2023/2413, wskazano jedynie przykładowo kryteria, którymi powinien się kierować minister właściwy do spraw klimatu sporządzając mapy potencjału odnawialnego źródła energii a mianowicie:

- 1) dostępność energii ze źródeł odnawialnych oraz potencjał w zakresie wytwarzania energii w poszczególnych rodzajach instalacji odnawialnego źródła energii;
- 2) przewidywane zapotrzebowanie na energię, z uwzględnieniem usług elastyczności w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 3 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej oraz integracji instalacji odnawialnego źródła energii z systemem przesyłowym i dystrybucyjnym;

3) dostępność niezbędnej infrastruktury technicznej, w tym sieci, magazynów energii oraz możliwość budowy lub modernizacji tej infrastruktury.

Mapowanie przedstawi dostępność energii dla wszystkich kluczowych technologii OZE - fotowoltaiki, lądowej energetyki wiatrowej, biogazowni i biometanowni, morskich farm wiatrowych, instalacji geotermalnych oraz hydroelektrowni. W procesie mapowania konieczne będzie także uwzględnienie infrastruktury towarzyszącej - sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, magazynów energii elektrycznej i ciepłej, infrastruktury przyłączeniowej oraz systemów zarządzania energią. Przedmiotem mapowania, nie będzie natomiast technologia spalania biomasy, gdyż nie stanowi ona kluczowej technologii z punktu widzenia dalszego rozwoju OZE w Polsce. Podejście to jest zgodne z dyrektywą RED III.

W zakresie metodologicznym specyfikacja techniczna definiuje szczegółowe wskaźniki oceny potencjału oraz metody kalkulacji generacji energii, wraz z wytycznymi dotyczącymi źródeł i zarządzania danymi. Określa wymogi techniczne dla mapy zasobów, w tym format cyfrowy kompatybilny z Geoportalem, możliwość integracji z systemami planowania przestrzennego oraz procedury aktualizacji i walidacji danych.

Specyfikacja zawiera wymagania dokumentacyjne dotyczące rekomendowanych źródeł danych, mapowania oraz standardów prezentacji wyników dla każdej technologii OZE.

Na tej podstawie wykonawca opracuje mapę określającą ilościowy potencjał OZE (wyrażony w MW i MWh) wraz ze wskazaniem lokalizacji optymalnych dla rozwoju instalacji.

Jednocześnie na podstawie projektowanego art. 160e ust. 3 Minister Klimatu i Środowiska, w ramach aktualizacji zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu, będzie dokonywał weryfikacji konieczności potrzeb wprowadzenia zmian w mapach potencjału odnawialnego źródła energii oraz, w przypadku stwierdzenia takiej potrzeby, ich aktualizacji. Niemniej, zgodnie z art. 17 projektu pierwsza aktualizacja map potencjału odnawialnego źródła energii powinna nastąpić w terminie do dnia 31 grudnia 2028 r., co ma korespondować z rezultatami reformy planowania przestrzennego, sporządzaniem planów ogólnych i planów miejscowych, które będą miały wymierny wpływ na kryterium planistyczne, będące jednym z kluczowych dla wykorzystania tworzonych narzędzi rozwoju OZE.

Zaprojektowany art. 2 pkt 18b ustawy OZE wprowadza natomiast definicję map wrażliwości przyrody, które również w formie cyfrowej będą wskazywać obszary cenne pod względem przyrodniczym, narażone na niekorzystne oddziaływanie instalacji OZE.

Zgodnie z art. 160h mapy wrażliwości przyrody w formie cyfrowej sporządzają regionalni dyrektorzy ochrony środowiska (ust. 1) i publikują w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej obsługującego ich urzędu (ust. 2). Mapy wrażliwości przyrody mogą być także aktualizowane na skutek przeglądu krajowego planu odbudowy zasobów przyrodniczych (ust. 3).

Na podstawie art. 19 niniejszego projektu ustawy, sporządzenie po raz pierwszy map wrażliwości przyrody powinno nastąpić w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.

Niniejszy projekt, w zakresie rozwiązań mających na celu przyspieszanie inwestycji OZE, proponuje jednocześnie wprowadzenie definicji obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii (art. 2 pkt 19d w ustawie OZE), których wdrożenie ma być następstwem mapowania potencjału OZE, stanowiąc podzbiór wskazanych w nim obszarów, zgodnie z projektowanym art. 160f do ustawy OZE.

Na podstawie ww. art. 160f wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE ma być możliwe jednocześnie wyłącznie na terenie, który objęty jest miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju instalacji OZE. Takie rozwiązanie ma zapewnić spójność idei OPRO, która zakłada wyznaczanie takich obszarów tam, gdzie jest to uzasadnione nie tylko względami środowiskowymi, lecz również m.in. kwestiami związanymi z ładem przestrzennym, z obowiązującym, konsultowanym prawem miejscowym, co ma żywotnie przyczynić się do zrównoważonego, akceptowalnego społecznie dalszego rozwoju sektora OZE.

Szczególną formą miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego jest Zintegrowany Plan Inwestycyjny (ZPI), który uchwała się na wniosek inwestora, zatem należy podkreślić, że obszary przyspieszonego rozwoju OZE będą mogły być lokalizowane także na podstawie tego typu dokumentów.

Warto w tym miejscu również zaznaczyć, że zgodnie z załącznikiem nr 1 do rozporządzenia Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 17 grudnia 2021 r. w sprawie wymaganego zakresu projektu miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (Dz. U. poz. 2404), w ramach terenu produkcji (poziom I) sklasyfikowany został teren produkcji energii (poziom II), w ramach którego mieści się teren elektrowni słonecznej oraz teren elektrowni wiatrowej. Dlatego też jeżeli w planie miejscowym wyznaczono teren produkcji lub teren produkcji energii, możliwa jest tam także lokalizacja instalacji OZE.

W oparciu o art. 160g OPRO mają być wyznaczane przez organy samorządu województwa na podstawie planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii, dalej „plany obszarów przyspieszonego rozwoju OZE” lub „plany OPRO”. Plany obszarów przyspieszonego rozwoju OZE sporządza się wyłącznie dla obszarów znajdujących się w granicach administracyjnych województwa i oddzielnie dla danego rodzaju odnawialnego źródła energii (ust. 1). Dla danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii na terenie tego samego województwa można sporządzić więcej niż jeden plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (ust. 2), co ma pozwolić na większą swobodę w procedowaniu i wyznaczaniu takich obszarów. Jednocześnie pojedynczy plan dotyczący instalacji OZE jednego rodzaju może wyznaczać kilka obszarów, które określone zostaną mianem obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE.

Zgodnie z art. 160g ust. 3 plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE powinien określać:

- rodzaj odnawialnego źródła energii, dla którego jest on sporządzany;
- granice obszarów w formie wektorowej i powierzchni, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii, uznając za priorytetowe tereny przekształcone, tj. m.in. tereny przemysłowe i poprzemysłowe, zdegradowane nienadające się do wykorzystania w rolnictwie, sztuczne zbiorniki wodne oraz obszary infrastruktury technicznej lub transportowej (lit. a), wyłączając jednocześnie obszary form ochrony przyrody, krajobrazy priorytetowe, szlaki migracyjne zwierząt i inne obszary określone na podstawie map wrażliwości przyrody, za wyjątkiem sztucznych powierzchni znajdujących się na tych obszarach (lit. b), co oznacza, że w przypadku dużej liczby terenów na których mogą być tworzone OPRO, w pierwszej kolejności należy brać pod uwagę tereny zdegradowane i nienaturalne,
- środki łagodzące, jakie należy zastosować przy lokalizowaniu poszczególnych instalacji odnawialnego źródła energii, w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko lub znacznego zmniejszenia tego oddziaływania.

Art. 160g ust. 4 określa warunki jakie muszą spełniać osoby sporządzające projekty planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

Z kolei art. 160g ust. 5 wprowadza delegację ustawową do wydania przez ministra wł. ds. klimatu w uzgodnieniu z ministrem wł. ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa rozporządzenia, które określi sposób przygotowania projektu planów obszarów OZE oraz sposób dokumentowania prac w zakresie planu obszarów

OZE, uwzględniając potrzeby kształtowania ładu przestrzennego, w tym przeciwdziałania powstawaniu konfliktów przestrzennych, ochrony środowiska, przyrody i krajobrazu, zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię oraz możliwość dokonania oceny prawidłowości prac planistycznych.

W art. 160i przedstawia się natomiast procedurę sporządzania planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Mając na uwadze powyższe należy podkreślić, że kluczowymi organami i podmiotami w procesie uchwalania planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE będą władze wojewódzkie, a także gminy położone na terenie objętym sporządzanym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, gminy sąsiednie oraz właściwi miejscowo regionalni dyrektorzy ochrony środowiska i przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii.

W pierwszej kolejności, to sejmik województwa ma podejmować uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (ust. 1), natomiast marszałek województwa, zgodnie z ust. 2, ma kolejno:

- informować gminy o przystąpieniu do sporządzenia projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, określając sposoby, miejsce, termin na składanie wniosków do projektu oraz sposób rozpatrzenia tego wniosku,
- sporządzać projekt planu obszarów OZE wraz z uzasadnieniem,
- ogłaszać rozpoczęcie konsultacji społecznych,
- występować o uzgodnienie do wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin położonych na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE, opinię do wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin sąsiednich, opinię do starostów, na których obszarze właściwości znajdują się gminy położone na terenie objętym sporządzanym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, uzgodnienie do właściwego regionalnego dyrektora ochrony środowiska po uprzednim uzyskaniu opinii, uzgodnienie do właściwego dyrektora parku narodowego w przypadku określenia OPRO na sztucznych powierzchniach parku narodowego, uzgodnienie do właściwego dyrektora parku krajobrazowego w przypadku określenia OPRO na sztucznych powierzchniach parku krajobrazowego, opinię do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii (pod kątem infrastrukturalnym i dostępności wolnych mocy przyłączeniowych), opinię do właściwego terytorialnie organu administracji wodnej w zakresie obszarów wód śródlądowych, a także o opinię do geologa wojewódzkiego w zakresie obszarów podpowierzchniowych,

- wprowadzać zmiany do projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wynikające z przeprowadzonych konsultacji społecznych, uzgodnień i opiniowania,
- w niezbędnym zakresie ponawiać konsultacje społeczne, uzgodnienia i opiniowanie, a także
- przedstawiać sejmikowi województwa projekt planu obszarów OZE.

Jednocześnie należy zauważyć, że sama realizacja konkretnej inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii będzie podlegała standardowej procedurze wynikającej z przepisów odrębnych, dlatego nie ma potrzeby na tym etapie wskazywania szerszego kręgu podmiotów, z którymi projekt planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE byłby uzgadniany czy opiniowany. Obligatoryjne wskazanie takiego katalogu prowadziłoby do niepotrzebnego wydłużenia procedury spowodowanego dwukrotnym uzgadnianiem i opiniowaniem.

Tworzenie OPRO, zgodnie z projektowanym do ustawy OZE art. 160j, możliwe jest także za pośrednictwem procedury wnioskowania o jego wyznaczenie przez radę gminy do marszałka województwa, jeżeli gmina spełnia kryteria określone w art. 160f, lub o aktualizację obowiązującego planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Przedmiotowe zgłoszenie, przewidziane jeszcze w trakcie trwania procedury uchwalania planu OPRO, ma umożliwić gminom większy wpływ na dokonywane postanowienia oraz ma pozwolić na uniknięcie zbyt częstych zmian obowiązujących dokumentów. Marszałek województwa będzie zobowiązany do poinformowania rady gminy o sposobie rozpatrzenia wniosku w terminie 3 miesięcy od dnia jego wpłynięcia.

Formuła uchwalania planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE została określona w art. 160k. Na podstawie ust. 1, obowiązek ten nakłada się na sejmik województwa, natomiast następnie uchwałę w sprawie uchwalenia przedmiotowego planu wraz z dokumentacją prac planistycznych marszałek województwa przekazuje wojewodzie w celu oceny zgodności z przepisami prawnymi oraz ogłoszenia w wojewódzkim dzienniku urzędowym, o czym mówi ust. 2.

Należy zaznaczyć, że uchwała o wyznaczeniu OPRO będzie mogła zostać zaskarżona na zasadach ogólnych na podstawie art. 91 ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa, zgodnie z którym przepisy art. 90 (możliwość zaskarżenia do sądu administracyjnego) stosuje się odpowiednio, gdy organ samorządu województwa nie wykonuje czynności nakazanych prawem albo, przez podejmowane czynności prawne lub faktyczne, narusza prawa osób trzecich.

Art. 160l ust. 1 wskazuje pochodzenie środków finansowych na sporządzenie planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. W tym miejscu trzeba zaznaczyć, że tryb uchwalania planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE przemawia za traktowaniem ich jako zadanie zlecane samorządowi województwa. Dlatego wzorując się na przepisach innych ustaw (np. art. 20 ust. 1 ustawy z dnia 12 marca 2004 r. o pomocy społecznej) w projektowanym art. 160l ust. 2 wskazano wprost, że sporządzenie planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub ich aktualizacji jest zadaniem z zakresu administracji rządowej realizowanym przez samorząd województwa.

Art. 160m określa natomiast reguły dokonywania przeglądów i aktualizacji map potencjału odnawialnego źródła energii oraz planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

Fundamentalnym założeniem OPRO jest ich wyznaczanie w miejscach, które nie budzą zastrzeżeń z punktu widzenia ochrony środowiska (tereny o niskim ryzyku środowiskowym), co ma pozwolić na znaczące ułatwienie i przyspieszenie procedury środowiskowej. Zgodnie z art. 48 ust. 9 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, plany obszarów przyspieszonego rozwoju OZE będą obowiązkowo podlegać procedurze strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.

Z kolei w oparciu o projektowany art. 160n ust. 1 ustawy OZE realizacja inwestycji OZE lokalizowanych w granicach obowiązującego planu obszaru OZE oraz lokalizowanych na tym obszarze urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci, co do zasady nie będzie wymagać:

- uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, w przypadku kwalifikacji:
  - a) instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru zaliczanych do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko;
  - b) instalacji OZE oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do jej przyłączenia do sieci, do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko;
- przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000, w przypadku elektrowni wykorzystujących energię odnawialną.

Zgodnie z ust. 2 przepisu ust. 1 nie stosuje się do planowanych inwestycji mogących znacząco transgranicznie oddziaływać na środowisko lub w stosunku, do których inne państwo powiadomiło, że jest zainteresowane uczestnictwem w postępowaniu w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko.

Na podstawie ust. 3 inwestor może wystąpić z wnioskiem o zezwolenie na realizację inwestycji, o której mowa w ust. 1, po upływie:

- 1) 30 dni – w przypadku inwestycji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 150 kW;
- 2) 45 dni – w przypadku inwestycji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 150 kW;

od jej zgłoszenia regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska, jeśli w tym czasie organ ten nie wniesie sprzeciwu w drodze decyzji.

Zgłoszenia planowanej inwestycji regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska dokonuje się w formie dokumentu elektronicznego, w oparciu o ust. 4, przy czym ust. 5 wskazuje katalog informacji niezbędnych do dołączenia do przedmiotowego zgłoszenia.

Następnie regionalny dyrektor ochrony środowiska niezwłocznie udostępnia informację o zgłoszeniu na stronie Biuletynu Informacji Publicznej, wraz z podaniem miejsca, rodzaju oraz charakterystycznych elementów planowanej inwestycji (ust. 6). Dodatkowo przed upływem terminu, o którym mowa w ust. 3, regionalny dyrektor ochrony środowiska może z urzędu wydać zaświadczenie o milczącym załatwieniu sprawy, o którym mowa w art. 122f ust. 3 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego. Wydanie przedmiotowego zaświadczenia wyłącza możliwość wniesienia sprzeciwu, o którym mowa w ust. 9, oraz uprawnia do rozpoczęcia inwestycji (ust. 7). Jednocześnie regionalny dyrektor ochrony środowiska w ramach prowadzonej kontroli może wzywać inwestora o przedstawienie dodatkowych, dostępnych informacji w celu dokonania oceny czy inwestycja jest realizowana w sposób zgodny z planem obszarów OZE (ust. 8).

Regionalny dyrektor ochrony środowiska będzie miał możliwość wniesienia sprzeciwu (ust. 9) w przypadku:

- stwierdzenia, że planowana inwestycja jest niezgodna z postanowieniami planu obszaru OZE, na którym ma być realizowana,
- stwierdzenia, że planowana inwestycja może oddziaływać w sposób znaczący, niezidentyfikowany w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000, a przewidziane w planie obszaru OZE lub przez inwestora, środki łagodzące są w tym zakresie niewystarczające,
- stwierdzenia możliwości wystąpienia znaczącego oddziaływania transgranicznego,

- gdy państwo poinformuje, że jest zainteresowane przeprowadzeniem postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko.

W przypadku stwierdzenia, że planowana inwestycja może oddziaływać w sposób znaczący, niezidentyfikowany w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000, a przewidziane w planie obszaru OZE lub przez inwestora, środki łagodzące są w tym zakresie niewystarczające, regionalny dyrektor ochrony środowiska nakłada obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla planowanej inwestycji (ust. 10).

Decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach wydaje się w terminie 6 miesięcy (ust. 11), a w szczególnie uzasadnionych przypadkach, termin ten będzie mógł być przedłużony o okres nie dłuższy niż kolejne 6 miesięcy (ust. 12). Sześciomiesięczny termin wynika z tego, że zakres oceny oddziaływania na środowisko powinien być ograniczony do tych nieprzewidzianych skutków, których nie można złagodzić środkami określonymi w planie obszaru OZE lub dodatkowymi środkami zaproponowanymi przez inwestora podczas zgłoszenia planowanej inwestycji regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach w tym przypadku powinna być zatem o wiele bardziej ukierunkowana i krótsza niż standardowa, a wszelkie niezbędne badania powinny mieć bardziej ograniczony zakres, skupiony wyłącznie na tych nieprzewidzianych w planie obszarów OZE skutkach.

Z kolei zgodnie z ust. 13 od sprzeciwu, o którym mowa w ust. 9, inwestorowi przysługuje odwołanie do Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska.

Proponowany art. 168 pkt 30 ustawy OZE określa natomiast kary pieniężne za działania związane z realizacją inwestycji, które są niezgodne z właściwym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi. W art. 169 określa się z kolei organy, które je wymierzają, a także organ do którego przysługuje odwołanie od przedmiotowej decyzji.

Dodatkowo, w art. 170 wskazuje się możliwy przedział wysokości ww. kary pieniężnej, a w art. 175 termin jej wniesienia (ust.4) oraz rachunek bankowy na jaki należy ją uiścić (ust. 5).

Pierwsze plany obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, zgodnie z art. 18 projektu ustawy, powinny być uchwalone przez sejmik województwa w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.

Należy w tym miejscu podkreślić, że plany OPRO nie będą wyznaczane dla morskich elektrowni wiatrowych, gdyż tego typu przedsięwzięcia realizowane w polskich obszarach morskich będą każdorazowo powodować oddziaływanie transgraniczne, a zgodnie z dyrektywą

RED III w ramach OPRO mogą być realizowane tylko te projekty, które nie powodują znaczących skutków w środowisku innego państwa członkowskiego.

Istotnym elementem projektowanych przepisów jest także art. 7aa ustawy – Prawo energetyczne na podstawie którego przedsiębiorca odbierający energię elektryczną linią bezpośrednią z instalacji zlokalizowanej na obszarze przyspieszonego rozwoju OZE, będący zarazem odbiorcą przemysłowym wpisanym do wykazu odbiorców przemysłowych, prowadzonego przez Prezesa URE, podlega zwolnieniu z tzw. opłaty solidarnościowej.

Zgodnie z przyjętym założeniem przepis ten ma przyczynić się przede wszystkim do popularyzacji wykorzystania linii bezpośredniej dzięki zwiększeniu opłacalności ekonomicznej tego rozwiązania oraz obniżenia kosztów działalności, dekarbonizacji i „zazieleniania” przedsiębiorstw lokalizowanych na terenie Polski oraz wzmocnienia ich konkurencyjności, jak i całej gospodarki narodowej poprzez zwiększenie atrakcyjności inwestycyjnej.

W związku z wdrożeniem przedmiotowych zmian, mając na uwadze wprowadzenie nowych obowiązków, pozostających we właściwości określonych organów, a co za tym idzie dodatkowych etatów, konieczne są zmiany w limitach wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu, samorządów województw, Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska i Regionalnych Dyrektorów Ochrony Środowiska oraz Głównego Inspektora Ochrony Środowiska i Wojewódzkich Inspektorów Ochrony Środowiska.

W przypadku nowych obowiązków Głównego Inspektora Ochrony Środowiska oraz Wojewódzkich Inspektorów Ochrony Środowiska wprowadza się także nowy rodzaj kar administracyjnych za realizację inwestycji na obszarze przyspieszonego rozwoju OZE w sposób niezgodny z właściwym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi.

Rozwiązania wdrażające ideę OPRO mają zapewnić pełną transparentność i znaczące przyspieszenie procesów inwestycyjnych OZE, uwzględniając usystematyzowane podejście do jego najistotniejszych elementów. Tym samym wdrożenie ram prawnych dla OPRO, w ocenie projektodawcy zapewni realizację art. 16a dyrektywy RED III, który wskazuje, że proces wydawania zezwoleń, o którym mowa w art. 16 ust. 1, w przypadku projektów dotyczących energii odnawialnej realizowanych na obszarach przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, powinien trwać nie dłużej niż 12 miesięcy.

Zgodnie z dyrektywą RED III, przynajmniej jeden obszar przyspieszonego rozwoju OZE powinien zostać wyznaczony do 21 lutego 2026 r.

## **18. Inne zmiany**

### **a. Umożliwienie działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich**

Obowiązujące przepisy uniemożliwiają tworzenie spółdzielni energetycznych na obszarach gmin miejskich. Zaproponowana zmiana art. 38e ust. 1 pkt 1 wychodzi naprzeciw znacznemu zainteresowaniu gmin, spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych, a także innych podmiotów zlokalizowanych poza obszarami gmin wiejskich i miejsko-wiejskich. Jednostki te charakteryzują się nie rzadko wysokim zużyciem energii elektrycznej i ciepłej, stwarzając potencjał do zrzeszania kooperatyw energetycznych oraz lokalnego, efektywnego wytwarzania i bilansowania energii. Rozwiązanie to pozwoli na znaczną redukcję w ich kosztach energii, stając jednocześnie naprzeciw problemowi ubóstwa energetycznego.

Do czasu wydania przez Komisję Europejską decyzji stwierdzającej zgodność z rynkiem wewnętrznym zastosowanie przepisów wspierających spółdzielnie energetyczne do gmin miejskich jest zawieszone.

### **b. Poprawa warunków funkcjonowania prosumenta lokatorskiego**

Zmiana art. 4b ust. 12 ustawy OZE umożliwi zawarcie umowy oraz zastosowania mechanizmów uniemożliwiających wprowadzanie energii elektrycznej do sieci w sytuacji, gdy ceny energii są ujemne.

Kolejna z proponowanych zmian, dotycząca art. 4c ust. 11 ustawy OZE, zakłada:

- a) usunięcie ograniczenia dotyczącego wymogu umiejscowienia instalacji na budynku. Uniemożliwia to wykorzystanie powierzchni, które naturalnie nadają się na zamontowanie instalacji OZE, np. dachów garaży i wiat parkingowych;
- b) zastąpienie słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, zdefiniowanym w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali jako „grunt oraz części budynku i urządzenia, które służą wyłącznie do użytku właścicieli lokali”. Zmiana ta usunie potencjalne wątpliwości co do tego, że mikroinstalacja może również wytwarzać energię na np. potrzeby zewnętrznego oświetlenia osiedlowego.

Zmiana 4c ust. 16 zakłada umożliwienie wydatkowania zgromadzonych środków w ramach depozytu prosumenckiego na przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej.

### **c. Ułatwienie zawierania umów w ramach klastra energii**

Głównym aspektem proponowanego rozwiązania jest brak obowiązku wyboru jednego zwycięskiego wykonawcy i powierzenie realizacji zadania członkom klastra, którzy spełniają warunki określone przez członka klastra, który planuje nabycie energii elektrycznej, ciepła lub paliw w ramach klastra, którego jest członkiem. Prawdopodobność takiego podejścia jest poparta wyrokiem TSUE z 1.3.2018 r. w sprawie C-9/17 (Tirkkonen).

Aby procedura zakupu energii wewnątrz klastra energii podlegała powyższemu trybowi:

- Potencjalny nabywca musi ustalić kryteria kwalifikacji, po których spełnieniu każdy członek klastra może zawrzeć z nim umowę.
- Decyzja nie może być podjęta na zasadzie „porównania ofert”, ale zawarcia umów ze wszystkimi podmiotami spełniającymi kryteria podane w informacji przez potencjalnego nabywcę.
- Potencjalny nabywca może żądać od oferentów oświadczeń lub innych zabezpieczeń dających gwarancję, że dostawy energii będą realizowane prawidłowo.

Niniejsze założenia zaimplementowano w następujący sposób. Po pierwsze, w art. 38aa w ust. 2 dodano pkt 7, który wymaga, aby porozumienie klastra energii przewidywało równy i otwarty dostęp do członkostwa w klastrze energii. Z przepisu przejściowego wynika, że uzupełnienie porozumienia klastra o procedury przyjmowania nowych członków, które zapewnią tego rodzaju dostęp do klastra, jest konieczne jeżeli członkowie klastra chcą skorzystać z procedury przewidzianej w art. 38ag. W przypadku zawarcia umów w tej procedurze, bez uzupełnienia porozumienia klastra, umowy takie będą obarczone wadą nieważności. Uzupełnienie porozumienia klastra energii stanowi zmianę tego porozumienia, wobec czego stosuje się do niej 38ac ust. 10 ustawy OZE.

Po drugie, wprowadzono transparentny sposób informowania członków klastra o możliwości zawarcia umowy. Co więcej, członkowie klastra energii, o których mowa w art. 2 pkt 15a lit. a-c będą zobowiązani najpóźniej na 30 dni przed wykonaniem czynności związanej z rozpoczęciem proponowanej procedury związanej z nabyciem energii, do podania do publicznej wiadomości informacji o zawartym porozumieniu klastra energii, tak aby zapewnić pełną transparentność i efektywność działań związanych z procesem zawierania umów z członkami klastra. Zapewni to pełną przejrzystość w zakresie podmiotów uprawnionych do korzystania z tego rozwiązania, a także zapobiegnie ewentualnemu kwestionowaniu przez społeczność lokalną decyzji o dostawach energii w ramach danego klastra energii. Ponadto, umożliwi potencjalnie zainteresowanym producentom energii przystąpienie do tego klastra energii. Informacja o możliwości zawarcia umowy przekazana będzie mogła być w sposób

dowolny. Ponadto, definiowana poprzez dodawany art. 38ag ust 1 umowa na dostawę energii elektrycznej, ciepła i paliw w ramach klastra powiązana została z umową sprzedaży zawieraną na podstawie art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zarówno ogłoszenie jak i projekt umowy powinny być ściśle powiązane z elementami składowymi umowy dotyczącej sprzedaży energii. Odwołanie to pozwoli na uniknięcie wątpliwości co do typu umowy sprzedaży energii i stosowania wymogów wynikających z Prawa energetycznego. Dodatkowo zaproponowano, by nabycie energii następowało na własne potrzeby tj. by jednostki związane z jednostką samorządu terytorialnego nabywały te energie jako odbiorcy końcowi.

Po trzecie, art. 38ag ust. 3 przewiduje kryteria i warunki, które powinna zawierać informacja o możliwości zawarcia umowy. W szczególności, obligatoryjne jest opisanie przedmiotu umowy oraz określenie ogólnej ilości energii elektrycznej, ciepła lub paliw, która ma być przedmiotem dostawy, a także maksymalnej ceny. Art. 38ag ust. 3 pkt 3 określa, że członek klastra będący nabywcą może ustalić minimalne ilości energii elektrycznej, ciepła lub paliw, które należy zadeklarować, w celu uniknięcia zbytniego rozdrobnienia dostaw i ich optymalnej realizacji. Jednocześnie należy określić warunki, którym podlegają podmioty, które nie są w stanie zadeklarować minimalnego poziomu. Warunki takie nie mogą mieć charakteru dyskryminacyjnego i muszą zapewnić równe traktowanie dla wszystkich.

Po czwarte, umowa zawierana jest ze wszystkimi członkami klastra, którzy złożą kompletne zgłoszenia, o których mowa w art. 38ag ust. 3 pkt 6. Zgłoszenie kompletne oznacza zgłoszenie, które spełnia warunki określone w art. 38ag ust. 6. W szczególności musi ono zawierać informację o akceptacji warunków dostawy. Oznaczenie członka klastra energii składającego zgłoszenie, o którym mowa w art. 38ag ust. 6 pkt 1, ze względu na obecność danych identyfikacyjnych w porozumieniu klastra energii a więc brak pojawienia się nowych danych, będzie w pełni wystarczające i precyzyjne. Ponadto, cała procedura odbywa się w ramach klastra energii i zawartego porozumienia.

Po piąte, w celu zapewnienia inkluzywności procesu, jeżeli zadeklarowany przez dostawców wolumen przekroczy zapotrzebowanie nabywcy, umowę zawiera się w stosunku do wolumenów obniżonych proporcjonalnie do udziału danego wolumenu jednostkowego w sumie wolumenów zadeklarowanych przez wszystkich zainteresowanych (art. 38ag ust. 8).

Po szóste, określone zostały ogólne ramy, w ramach których funkcjonuje procedura zawierana umów. Ustanowienie powyższych rozwiązań, jako szczególnych ułatwień (korzyści), jest ograniczone do członków klastrów energii. Będzie obejmować wyłącznie klastry energii wpisane do rejestru klastrów energii prowadzonego przez Prezesa URE

(<https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/klastry>). Zarówno nabywca, jak i dostawcy muszą być członkami tego samego klastra energii. Energia elektryczna, ciepło lub paliwa muszą być wytworzone wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, przez członków klastra, w instalacjach odnawialnych źródeł energii, które zostały objęte wnioskiem o wpis klastra do rejestru.

#### **d. Miarkowanie kar dla wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE**

W związku z wyrokami Trybunału Konstytucyjnego, dalej: „TK”, dotyczącymi nakładania kar pieniężnych na wytwórców paliw i energii (tj. wyrok z 17 października 2024 r. Sygn. akt P 3/23 oraz wyrok z dnia 3 kwietnia 2025 r. Sygn. akt P 8/21) niezbędne stało się odstępianie od określenia w przepisach prawa sztywnego poziomu wysokości kar pieniężnej nakładanej na wytwórców energii elektrycznej lub biogazu w instalacjach odnawialnych źródeł energii.

Jak wskazano w uzasadnieniu wyroku z dnia 3 kwietnia TK, powyższy sztywny sposób określenia kary „nie pozwala na ocenę, czy środki represji administracyjnej są odpowiednie i proporcjonalne do konkretnego przypadku naruszenia prawa. Przepisy ustawy uniemożliwiają zastosowanie art. 189f ustawy z dnia 14 czerwca 196 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz.U. z 2024 r. poz. 572), a hipoteza normy pozwalającej na odstępianie od wymierzenia kary (art. 174 ust. 2 ustawy OZE) została zakreślona bardzo wąsko. W konsekwencji, nakładana kara nie odnosi się do indywidualnego przypadku naruszenia prawa i jest, bez względu na okoliczności, w tej samej wysokości”.

W uzasadnieniu TK przypomniał ponadto, że z jego dotychczasowego orzecznictwa wynika, że „nie sama represyjność, ale dopiero nadmierna represyjność administracyjnej kary pieniężnej w stosunku do okoliczności stosowania przepisu sankcjonującego może przemawiać za jej niekonstytucyjnością”.

Ponadto TK wskazuje, że „ustalając sztywną wysokość kary (...) i jednocześnie nie wprowadzając możliwości jej miarkowania z uwzględnieniem okoliczności zezwalających na złagodzenie odpowiedzialności sprawcy naruszenia nie spełnia wymogów wskazanych w orzecznictwie Trybunału. Choć samo wprowadzenie tego rodzaju kary mogłoby być uznane za uzasadnione, to jednocześnie brak możliwości uwolnienia się od odpowiedzialności przez podmiot, który nie dopełnił obowiązku administracyjnego, brak adekwatności sankcji do stopnia naruszenia dobra chronionego oraz brak możliwości jej oceny przez sąd kontrolujący postępowanie administracyjne stanowią o naruszeniu zasady proporcjonalności, a w konsekwencji także art. 2 Konstytucji”.

W związku z powyższym, niezbędne staje się wprowadzenie możliwości miarkowania kar do wszystkich ustalonych na sztywno kar możliwych do nałożenia na wytwórców oze, co umożliwi zadośćuczynienie zarzutowi niekonstytucyjności tych przepisów oraz ich dostosowanie do wymogów orzecznictwa TK.

Nadto wskazać należy, iż w uzasadnieniu do tego wyroku TK wskazał wprost, że „ustawodawca powinien więc dokonać odpowiednich zmian legislacyjnych w odniesieniu do wszystkich adresatów kwestionowanych przepisów”.

Powyższe będzie także działaniem proprzedsiębiorczym, z uwagi na fakt, że w 2024 r. blisko 800 kar (to jest prawie 87% wszystkich nałożonych przez Prezesa URE kar) zostało przyznanych za przewinienia o niewielkiej wadze, będące wynikiem niewiedzy, nie zaś złej woli wytwórcy i jednocześnie stanowiące dla nich duże obciążenie ekonomiczne.

Projektodawca określił ponadto, że do spraw wszczętych i niezakończonych przed wejściem w życie przepisów niniejszej ustawy stosowane będą przepisy nowe, w myśli proprzedsiębiorczego działania organów wymierzających karę.

#### **e. Współczynnik 0,5 dla świadectw pochodzenia w instalacjach spalania wielopaliwowego**

Projektodawca określił, że przepis art. 184i ustawy OZE stanowiący, iż energii elektrycznej z OZE wytworzonej z instalacji spalania wielopaliwowego, z wyłączeniem dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, przysługuje świadectwo pochodzenia skorygowane współczynnikiem 0,5, będzie obowiązywał do dnia 31 grudnia 2035 r., co jest datą odpowiadającą ostatecznemu terminowi obowiązywania systemu świadectw pochodzenia, określonego w art. 44 ust. 5 ustawy OZE.

#### **f. Rozporządzenie dotyczące aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.**

W art. 184n ustawy OZE dokonano jednorocznego przesunięcia w zakresie wydania kluczowego rozporządzenia dla systemu wsparcia opartego o aukcje operacyjne wprowadzone ustawą z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r. poz. 1762 z późn. zm.). Zgodnie z tą zmianą Rada Ministrów wyda rozporządzenie określające maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r., w terminie do dnia 30 września 2026 r. Projektowana zmiana jest konieczna z uwagi na fakt, że w 2026 r. aukcje operacyjne zostaną przeprowadzone po raz pierwszy, w związku z tym,

szczególnie istotne jest aby Rada Ministrów miała więcej czasu na skonsultowanie, uzgodnienie i wydanie tego rozporządzenia, jak również aby wydała je z uwzględnieniem jak najbardziej aktualnych potrzeb zmieniającego się rynku, tj. w czasie jak najbliższym aukcjom, które prawdopodobnie będą przeprowadzane w II poł roku. Jednorazowe wydanie rozporządzenia na podstawie art. 184n odpowiada na wskazane potrzeby. W związku z tym, w 2026 r. nie zostanie wydane rozporządzenie na podstawie art. 83c ust. 3 – upoważnienie to będzie realizowane w kolejnych latach, po wyekspirowaniu epizodycznego upoważnienia z art. 184n.**g. Spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy**

Obecne brzmienie ustawy o odnawialnych źródłach energii prowadzi do wewnętrznej sprzeczności przepisów dotyczących obowiązku spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy wykorzystywane w instalacjach, o których mowa w art. 135a ust. 8 tej ustawy.

Przepis art. 135a ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii wskazuje, że wymogi w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju określonych w art. 28ba-28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, o których mowa w ust. 3, dla paliw z biomasy stosuje się do:

- 1) paliw gazowych z biomasy, które są wykorzystywane w instalacjach odnawialnego źródła energii, oddanych do eksploatacji po 31 grudnia 2023 r., wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub chłód o całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji wynoszącej co najmniej 2 MW;
- 2) paliw stałych z biomasy, które są wykorzystywane w instalacjach odnawialnego źródła energii, oddanych do eksploatacji po 31 grudnia 2020 r., wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub chłód o całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji wynoszącej co najmniej 20 MW.

Jednocześnie kolejny ustęp tego artykułu (ust. 9) wskazuje jak ustalić całkowitą nominalną moc cieplną, o której mowa powyżej, w przypadku braku jej określenia w dokumentacji technicznej. Przez wskazanie w ust. 9 na wyznaczanie jej jako iloczyn mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji oraz sprawności elektrycznej urządzeń wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej określonych w dokumentacji technicznej wszystkich urządzeń zainstalowanych w tej instalacji odnawialnego źródła energii przepis ust. 9 jest niespójny z przepisem ust. 8 art.

135a ustawy o odnawialnych źródłach energii. Żeby wyeliminować sprzeczność przepisów należy w ust. 9 wyraz „iloczyn” zastąpić wyrazem „iloraz”.

W efekcie wprowadzanej zmiany przepisy dotyczące wymogu certyfikacji będą spójne w ustawie o odnawialnych źródłach energii i jednocześnie będą zgodne z wymogami przepisu art. 29 dyrektywy RED II.

W wyniku wprowadzenia powyższej zmiany wprowadzono przepis przejściowy (projektowany art. 16), który z uwagi na ww. niespójność zapewni równe traktowanie wszystkich podmiotów. W wyniku zaproponowanego przepisu przejściowego przepisy art. 93 ust. 3a-3c ustawy OZE będą miały zastosowanie do wszystkich wytwórców od tego samego terminu, tj. wartość energii elektrycznej wykazanej we wniosku o ujemne saldo nie będzie musiała spełniać wymogu kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz wymogu kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych – dotyczy wniosków składanych za okres od 1 lipca 2025 r. do dnia wejścia w życie projektu ustawy UD162.

Wraz z wnioskiem o ujemne saldo wytwórca będzie zobowiązany do złożenia sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje, o których mowa w art. 93 ust. 2 pkt 1 i 2 ustawy OZE. Zmiana powinna wejść w życie z dniem wejścia w życie projektu ustawy UD162.

#### **4. WEJŚCIE W ŻYCIE**

Zgodnie z przepisem końcowym ustawa wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 3, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2026 r.

Wejście w życie zmian w ustawie – Prawo budowlane określono na 1 stycznia 2026 r., gdyż zmiana ta, potencjalnie, może wpływać na kwestie podatkowe, wskazane jest zatem aby wchodziła w życie z początkiem roku.

#### **5. OCENA ZGODNOŚCI PROJEKTU Z PRAWEM UNII EUROPEJSKIEJ**

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

#### **6. 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 prawnych (Dz. U. poz. 2039).

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.

## **7. WPLYW NA MIKROPRZEDSIĘBIORCÓW 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 morskich farm wiatrowych, gwarantują rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w łańcuch dostaw materiałów i usług.