



SEJM
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
X kadencja
Prezes Rady Ministrów
RM-0610-110-24

Druk nr 811

Warszawa, 14 listopada 2024 r.

Pan
Szymon Hołownia
Marszałek Sejmu
Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowny Panie Marszałku,

na podstawie art. 118 ust. 1 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej przedstawiam Sejmowi projekt ustawy

- o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

Do prezentowania stanowiska Rządu w tej sprawie w toku prac parlamentarnych został upoważniony Minister Klimatu i Środowiska.

Z poważaniem

Donald Tusk

/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

U S T A W A

z dnia

o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych

Art. 1. W ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 182) w art. 31 w ust. 11 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Minister właściwy do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych oraz ministra właściwego do spraw finansów publicznych, określi, w drodze rozporządzenia, maksymalną cenę za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, przy czym cena ta może być określona odmiennie dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów wskazanych w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy, uwzględniając:”.

Art. 2. Ustawa wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.

UZASADNIENIE

1. Potrzeba i cel wydania ustawy

Obszary pod morskie farmy wiatrowe wyznaczone w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 182), zwanej dalej „ustawą offshore wind”, są zróżnicowane m.in. pod względem geofizycznym czy oddalenia od brzegu, co ma istotne znaczenie z punktu widzenia kosztów budowy i późniejszej eksploatacji morskich farm wiatrowych. Wyznaczenie jednej maksymalnej ceny za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, dla wszystkich tych obszarów mogłoby prowadzić do nieuzasadnionego nadwsparcia dla projektów zlokalizowanych bliżej linii brzegowej.

Zgodnie z zaleceniem Komitetu Ekonomicznego Rady Ministrów z dnia 30 października 2024 r. w celu znalezienia balansu między rozwojem morskiej energetyki wiatrowej a niedopuszczeniem do nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych oraz dla poprawy efektywności kosztowej systemu wsparcia i możliwości konkurencyjności projektów z różnych obszarów morskich proponuje się wprowadzenie rozwiązania umożliwiającego ustalenie odmiennych maksymalnych cen dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów. Ewentualne grupy obszarów będą tworzone w oparciu o obszary wskazane w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy offshore wind, biorąc pod uwagę ich warunki geofizyczne lub oddalenie od brzegu.

Dodatkowo należy zauważyć, że funkcją maksymalnej ceny jest ograniczenie projektów o zbyt wysokich kosztach realizacji przy jednoczesnym zapewnieniu odpowiedniej podaży projektów, które będą w stanie wystartować w aukcji. Jeżeli dla wszystkich, mocno zróżnicowanych projektów zostanie ustanowiona jedna maksymalna cena, jest wysoce prawdopodobne, że projekty z obszarów o wyższych kosztach nie przystąpią do aukcji. Taka sytuacja może oznaczać brak możliwości realizacji istotnej części projektów, a także wpływać na brak minimalnej wymaganej liczby 3 ofert w ramach danej aukcji. Określenie tylko jednej maksymalnej ceny, ale na poziomie wystarczającym dla pokrycia wyższych kosztów projektów również może prowadzić do nieoptymalnych rozstrzygnięć, gdyż projekty mniej kosztochłonne będą mogły zgłaszać wyższe oferty cenowe niż w przypadku ustalenia odmiennych maksymalnych cen dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów.

Możliwość zdefiniowania różnych maksymalnych cen pozwoli na dokładniejsze odzwierciedlenie charakterystyki poszczególnych grup projektów, minimalizując jednocześnie koszty dla odbiorców końcowych.

2. Aktualny stan prawny w dziedzinie, której dotyczy projekt ustawy

W obecnym stanie prawnym, uregulowanym w art. 31 ustawy offshore wind, przewiduje się wydanie przez ministra właściwego do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych, rozporządzenia określającego maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców. Maksymalną cenę ustala się na poziomie uwzględniającym istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania morskich farm wiatrowych, mając na uwadze konieczność uniknięcia nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych. Jednakże brak zróżnicowania w zakresie maksymalnej ceny, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, ze względu na lokalizację farmy wiatrowej na morzu, mógłby prowadzić, w pewnych okolicznościach, do nieuzasadnionego nadwsparcia niektórych projektów. Konsekwentnie mogłoby to równocześnie godzić w jedną z podstawowych zasad wyrażonych w ustawie offshore wind, tj. efekt zachęty, zgodnie z którą w ramach postępowania o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ocenia, czy projektowana inwestycja zostałaby zrealizowana w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej nie przyznanoby prawa do pokrycia ujemnego salda.

3. Proponowane rozwiązania

Zmiana w art. 31 ust. 11 polega na dodaniu we wprowadzeniu do wyliczenia regulacji wskazującej, że maksymalna cena może być określona odmiennie dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów wskazanych w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy offshore wind.

Ponadto w celu zachowania spójności z przepisami art. 25 ustawy offshore wind, który to przepis również przewiduje wydanie rozporządzenia określającego cenę maksymalną, ale dla projektów realizowanych w ramach tzw. I fazy systemu wsparcia, zdecydowano się doprecyzować, że chodzi o maksymalną cenę za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci.

4. Wejście w życie

Proponuje się, aby projektowana ustawa weszła w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia, z uwagi na to, że zawarte w niej przepisy mają wpływ na termin wydania rozporządzenia określającego maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców. Rozporządzenie to stanowi wykonanie kamienia milowego B4L Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) pn. „Wejście w życie przepisów wykonawczych wynikających z ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych” ujętego w ramach reformy B2.3 „Wsparcie inwestycji w obszarze morskich farm wiatrowych”.

Proponowany termin wejścia w życie ustawy nie narusza zasady demokratycznego państwa prawnego. Ewentualne ceny maksymalne, które na podstawie zawartych w projektowanej ustawie przepisów będzie można wskazać w rozporządzeniu określającym maksymalną cenę za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, będą stosowane dopiero od pierwszej aukcji dla morskiej energetyki wiatrowej, która odbędzie się w 2025 r. Szybsze wejście w życie ustawy nie będzie miało zatem wpływu na sytuację jego adresatów. Skrócenie *vacatio legis* jest jednak konieczne w celu terminowego wypełnienia zobowiązań wynikających z realizacji kamienia milowego B4L, który jest elementem 5. wniosku o płatność w ramach KPO.

5. Ocena zgodności projektu z prawem Unii Europejskiej

W ocenie projektodawcy 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 sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

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

7. Wpływ na mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców

Projektowane przepisy zostały przeanalizowane pod kątem wpływu na mikro-, małe i średnie przedsiębiorstwa. Regulacje zawarte w projekcie ustawy nie będą miały negatywnego wpływu na ich funkcjonowanie.

Nazwa projektu Ustawa o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Data sporządzenia 2024-11-08
Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska	Źródło Inicjatywa własna
Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Miłosz Motyka – Podsekretarz Stanu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska	Nr w Wykazie prac RM UD159
Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Anna Latuszek – Zastępca Dyrektora Departamentu Odnawialnych Źródeł Energii, email: anna.latuszek@klimat.gov.pl; Agata Świecka – Naczelniczka Wydziału Morskiej Energetyki Wiatrowej, e-mail: agata.swiecka@klimat.gov.pl	

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Obecne regulacje zawarte w art. 31 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 182), zwanej dalej „ustawą offshore wind”, przewidują wydanie przez ministra właściwego do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych, rozporządzenia określającego maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców. Maksymalną cenę ustala się na poziomie uwzględniającym istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania morskich farm wiatrowych, mając na uwadze konieczność uniknięcia nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych.

Obszary pod morskie farmy wiatrowe wyznaczone w załącznikach do ustawy offshore wind są zróżnicowane m.in. pod względem geofizycznym czy oddalenia od brzegu, co ma istotne znaczenie z punktu widzenia kosztów budowy i późniejszej eksploatacji morskich farm wiatrowych. Mając to na uwadze, niemożliwe jest wyznaczenie jednej ceny dla wszystkich tych obszarów, która nie powodowałaby nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych albo nieuzasadnionego nadwsparcia dla projektów zlokalizowanych bliżej linii brzegowej.

Zgodnie z zaleceniem Komitetu Ekonomicznego Rady Ministrów z dnia 30 października 2024 r. w celu znalezienia balansu między rozwojem morskiej energetyki wiatrowej a niedopuszczeniem do nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych oraz dla poprawy efektywności kosztowej systemu wsparcia i możliwości konkurowania projektów z różnych obszarów morskich proponuje się wprowadzenie rozwiązania umożliwiającego ustalenie odmiennych maksymalnych cen dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów. Ewentualne grupy obszarów będą tworzone w oparciu o obszary wskazane w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy offshore wind, biorąc pod uwagę ich warunki geofizyczne lub oddalenie od brzegu.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Dla poprawy efektywności kosztowej systemu wsparcia oraz możliwości konkurowania projektów z różnych obszarów morskich proponuje się wprowadzenie fakultatywnego rozwiązania umożliwiającego ustalenie odrębnych maksymalnych cen dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów. Powyższe wynika z faktu, że obszary wyznaczone w załącznikach do ustawy offshore wind są zróżnicowane m.in. pod względem geofizycznym czy oddalenia od brzegu, co ma istotne znaczenie z punktu widzenia kosztów budowy i późniejszej eksploatacji morskich farm wiatrowych.

O ile ustalenie jednej maksymalnej ceny dla projektów tzw. I fazy było możliwe, gdyż wszystkie znajdowały się na Ławicy Słupskiej, o tyle ustalenie jednej maksymalnej ceny dla projektów z dużo bardziej zróżnicowanej grupy obszarów może prowadzić do nieoptymalnych rozwiązań.

Funkcja maksymalnej ceny to ograniczenie projektów o zbyt wysokich kosztach realizacji przy jednoczesnym zapewnieniu odpowiedniej podaży projektów, które będą w stanie wystartować w aukcji. Jeżeli dla wszystkich, mocno zróżnicowanych projektów zostanie ustanowiona jedna maksymalna cena, jest wysoce prawdopodobne, że projekty z obszarów o wyższych kosztach nie przystąpią do aukcji. Taka sytuacja może oznaczać brak możliwości realizacji istotnej części projektów, a także wpływać na brak minimalnej wymaganej liczby 3 ofert w ramach danej aukcji. Określenie tylko jednej maksymalnej ceny, ale na poziomie wystarczającym dla pokrycia wyższych kosztów projektów również może prowadzić

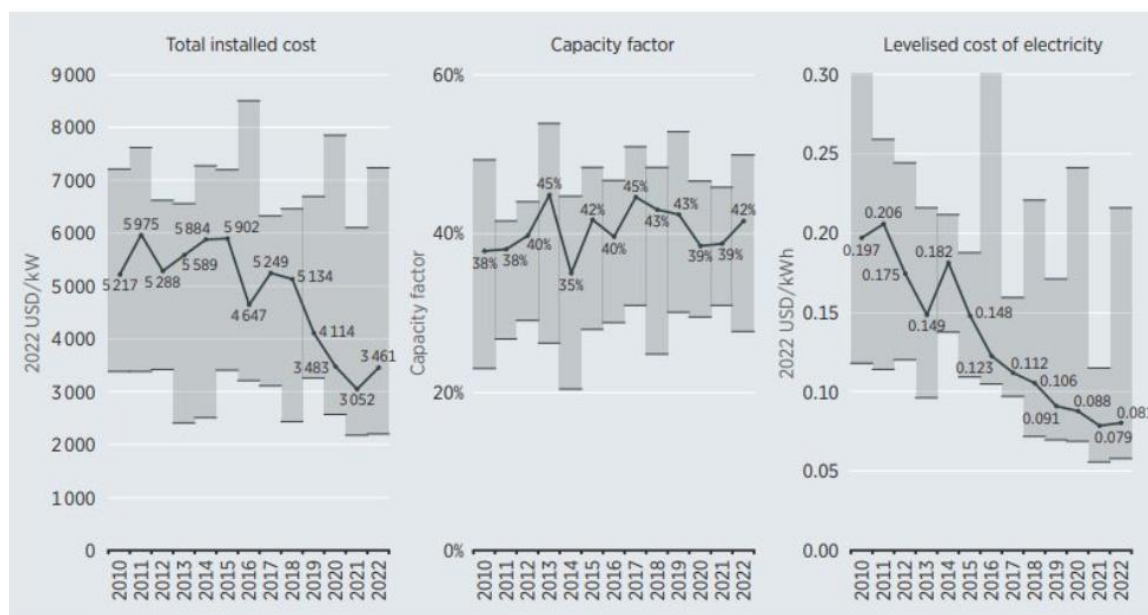
do nieoptymalnych rozstrzygnięć, gdyż projekty mniej kosztochłonne będą mogły zgłaszać wyższe oferty cenowe niż w przypadku dostosowania maksymalnej ceny do różnych grup obszarów.

Zdefiniowanie różnych maksymalnych cen pozwoli na dokładniejsze odzwierciedlenie charakterystyki poszczególnych grup projektów, minimalizując jednocześnie koszty dla odbiorców końcowych.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii, w szczególności morskiej energetyki wiatrowej, należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich Unii Europejskiej. Pierwsze projekty we wschodzących rynkach offshore wind ze względu na rozproszony łańcuch dostaw, ryzyko rynkowe oraz kwestie logistyczne generują istotnie wyższe koszty w porównaniu z rynkami rozwiniętymi, przez co dla uzasadnienia opłacalności wymagają systemu wsparcia (np. kontraktu różnicowego – ang. *Contract for Difference, CfD*).

Konstrukcja kontraktów różnicowych w innych państwach zakłada określenie zarówno maksymalnej ceny aukcyjnej, jak i minimalnej. Cena jest ustalana na podstawie średniego kosztu wytwarzania energii elektrycznej (LCOE) danej technologii. Ostatecznie system wsparcia w Niemczech, Holandii czy Wielkiej Brytanii jest oparty na systemie aukcyjnym, w którym każdy inwestor składa ofertę, a wygrywa inwestor o najniższym koszcie wytwarzania energii dla danego wolumenu mocy.



Wykres 1. Wskaźnik uśrednionych kosztów instalacji, współczynnik mocy, LCOE dla morskich farm wiatrowych w latach 2010–2022 (\$/kWh) (źródło: IRENA, „Renewable Power Generation Costs in 2022”)

W 2022 r. wolumen mocy z morskiej energetyki wiatrowej wzrósł o 8,9 GW. Byłby to nowy rekord, gdyby nie ekspansja obserwowana w 2021 r., kiedy to na świecie zainstalowano w sumie 21 GW nowych mocy, a na wynik miał wpływ dynamicznie rozwijający się rynek w Chinach. Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA) w swoim raporcie wskazuje, że spadek w 2022 r. udziału Chin w przyrostach nowych mocy i uruchomienie projektów na nowych rynkach spowodowały, że LCOE dla nowych projektów wzrósł o 2 % w porównaniu z 2021 r., z 0,079 \$/kWh do 0,081 \$/kWh.

Analizy przygotowane przez National Renewable Energy Laboratory (NREL) – „2022 Cost of Wind Energy Review” oraz brytyjski Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) – „Electricity generation cost 2023” wskazują na tendencję spadkową LCOE z morskich farm wiatrowych. Na ten spadek wpłynęły takie czynniki jak: zwiększenie produktywności turbin, minimalizacja zakłóceń produktywności (ograniczenie „wake-effect”), optymalizacja procesów obsługi i utrzymania, zmniejszenie ryzyka finansowania (dojrzałość branży i projektów), coraz większa podaż statków oraz portów, efektywniejsza technologia produkcji komponentów.

Obecnie najbardziej rozpowszechnioną formą wsparcia jest wspomniany wcześniej kontrakt różnicowy. Stanowi on państwową gwarancję kupna po stałej cenie referencyjnej wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci energii elektrycznej. W przypadku gdy rynkowe ceny energii są niższe niż cena referencyjna, dodatnia różnica jest wypłacana wytwórcy. Natomiast gdy ceny rynkowe energii są wyższe niż cena referencyjna, wówczas tę różnicę otrzymuje strona wspierająca. System ten jest satysfakcjonujący dla wszystkich stron, gdyż zapewnia stabilne przychody i minimalizuje koszty finansowe.

W 2023 r. niektóre kraje zaczęły stosować tzw. „licytacje ujemne” w aukcjach dla morskiej energetyki wiatrowej, czyli opłatę ponoszoną przez dewelopera za prawo do budowy nowej farmy wiatrowej. Oznacza to jednak wyższe koszty finansowe wynikające z problemów z pozyskaniem kredytów, gdyż banki nie widzą w takim przypadku stabilnych przychodów. Zatem, chcąc się zabezpieczyć, banki podwyższają stopy procentowe, co przyczynia się do zwiększenia ogólnego ryzyka projektu, co z kolei podnosi koszty kapitałowe. System ten nakłada na morskie farmy wiatrowe dodatkowe koszty, które następnie zostają przerzucone na społeczeństwo w postaci wyższych rachunków za energię lub na wytwórców energii, którzy już teraz zmagają się z inflacją i wzrostem kosztów.

Niemcy:

W 2023 r. Niemcy ogłosiły zwycięzców aukcji na morskie farmy wiatrowe na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim o mocy w sumie 8,8 GW.

- Aukcje z „dynamiczną procedurą przetargową” (4 lokalizacje, 7 GW)

Inwestorzy ubiegający się o prawo do każdej z lokalizacji zobowiązali się do budowy morskiej farmy wiatrowej bez żadnego wsparcia ze strony państwa, uruchamiając dodatkową „dynamiczną procedurę przetargową”. Procedura ta wymagała od deweloperów przystąpienia do drugiej rundy nieograniczonej „licytacji ujemnej”. W przypadku licytacji negatywnej, zwanej również licytacją odwróconą, dostawcy energii starają się zaoferować najniższą możliwą cenę, która jest zazwyczaj ujemna. W praktyce oznacza to, że dostawca proponuje, że będzie płacił państwu za prawo do wyprodukowania energii. Oferty były przyznawane wyłącznie na podstawie ceny.

W rezultacie wygrani deweloperzy morskich farm wiatrowych będą musieli zapłacić rządowi Niemiec łącznie 12,6 mld euro. 90 % pieniędzy zostanie przeznaczonych na sfinansowanie kosztów podłączenia do sieci, 5 % zostanie wykorzystane na ochronę morskiej różnorodności biologicznej, a kolejne 5 % – na wsparcie przyjaznego dla środowiska rybołówstwa.

Cztery projekty mają zostać oddane do użytku do 2030 r. W celu terminowej realizacji tych projektów Niemcy muszą rozszerzyć swój łańcuch dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej, np. o zdolność przemysłową do budowy turbin wiatrowych, fundamentów i statków instalacyjnych. Potrzebne będą również kolejne inwestycje w porty, a także pozyskanie wykwalifikowanych pracowników. „Dynamiczna procedura przetargowa” powoduje, że firmy w łańcuchu dostaw energii wiatrowej będą musiały pracować z jeszcze niższymi marżami, ponieważ deweloperzy przenoszą na nich dodatkowe koszty związane z „licytacją ujemną”.

- Aukcje bez „dynamicznej procedury przetargowej” (4 lokalizacje, 1,8 GW)

Lokalizacje zostały przyznane na aukcji w ramach innego projektu aukcyjnego, który obejmował cztery kryteria pozacenowe: ochronę środowiska, wkład w wykwalifikowaną siłę roboczą, ślad węglowy w produkcji turbin wiatrowych, istnienie umów PPA. Do tych lokalizacji nie miała zastosowania „dynamiczna procedura przetargowa”. Oddanie do użytku morskich farm wiatrowych spodziewane jest w 2028 r.

Niemiecki regulator (Bundesnetzagentur) uznał, że 90 % przychodów z przetargu zostanie przeznaczonych na obniżenie cen energii, a pozostała część w proporcji 50/50 na ochronę mórz i zrównoważone rybołówstwo. Część przeznaczona na ochronę mórz musi zostać wpłacona do budżetu federalnego w ciągu jednego roku, podczas gdy 90 % musi zostać wpłacone od 2028 r. przez okres 20 lat.

W 2024 r. Niemcy przyznały 2,5 GW na nowe projekty morskiej energetyki wiatrowej. Aukcje wykorzystywały licytację negatywną, w której deweloperzy farm wiatrowych licytowali kwotę, jaką są gotowi zapłacić za prawo do budowy farmy wiatrowej – a im wyższa cena, tym większe prawdopodobieństwo wygranej. Większość innych krajów w Europie stosuje aukcje kontraktów różnicowych (CfD), w których deweloperzy oferują kwotę przychodów, której potrzebują, a najniższa oferta wygrywa.

Jeżeli inwestor wygra aukcję z ujemną stawką, jego przychód będzie równy hurtowej cenie rynkowej energii elektrycznej. Jeżeli wygra aukcję CfD, jego przychód będzie równy ofercie złożonej na aukcji, a jeżeli ceny rynkowe będą wyższe niż uzgodniona cena wykonania, zapłaci różnicę rządowi.

Ujemne kwoty ofertowe są bezpośrednim dodatkiem do kosztów rozwoju morskiej farmy wiatrowej. Są to dodatkowe pieniądze, które deweloper musi zapłacić, a których nie płaci na aukcji CfD. Deweloperzy projektów muszą przenieść te koszty albo na łańcuch dostaw (który wciąż podnosi się po zakłóceniach w dostawach i wzroście kosztów) lub na konsumentów energii elektrycznej w postaci wyższych cen energii.

Holandia

W 2024 r. Holandia ogłosiła przetarg z zerowym subsydiowaniem na 4 GW mocy w morskiej energetyce wiatrowej na Morzu Północnym, przy czym w aukcji zastosowano znacznie wyższy wskaźnik „licytacji ujemnych” niż w poprzednich rundach.

Deweloperzy mieli czas na złożenie ofert na dwa projekty o mocy 2 GW – IJmuiden Ver Alpha i Beta do dnia 28 marca 2024 r., a w dniach 11 i 13 czerwca 2024 r. ogłoszono wyniki tych aukcji. Oferenci byli oceniani pod kątem pewności, że ukończą budowę morskiej farmy wiatrowej. W przypadku projektu IJmuiden Ver Alpha deweloperzy byli również oceniani pod kątem zgodności farmy wiatrowej z zasadami obiegu zamkniętego, w tym jej wpływu na środowisko. W przypadku IJmuiden Ver Beta był brany pod uwagę także wkład farmy wiatrowej w integrację systemu. Deweloperzy byli również oceniani pod kątem ich gotowości do płacenia za prawo do korzystania z terenu – „licytacji ujemnych” – przy akceptacji rocznych opłat w wysokości do 420 mln euro. Jednak ostateczna cena, jaką zapłacą zwycięscy oferenci, wynosi tylko 1 mln euro za rok przez 40 lat dla IJmuiden Ver Alpha (tj. 20 mln euro za GW) i 20 mln euro za rok przez 40 lat dla Beta (tj. 400 mln euro za GW). W poprzednich rundach maksymalna opłata wynosiła 50 mln euro w całym okresie trwania projektu. Projekty IJmuiden Ver mają zostać oddane do użytku w 2029 r.

Wielka Brytania

W Wielkiej Brytanii koszt przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej leży po stronie inwestora, który następnie odsprzedaje gotowe przyłącze do tzw. OFTO (Offshore Transmission Owner). W Wielkiej Brytanii wszyscy zwycięzcy aukcji na realizację projektów, które zakończą się w tym samym roku, otrzymują wsparcie w postaci kontraktu różnicowego w takiej samej wysokości, którą wyznacza najwyższa wygrana oferta.

W 2023 r. opublikowano wyniki piątej rundy aukcji dla projektów OZE, w której najwięcej wsparcia przewidziano dla morskiej energetyki wiatrowej (7 GW). Aukcja zakończyła się jednak fiaskiem, ponieważ do aukcji nie przystąpił ani jeden deweloper. Inwestorów zniechęciła zbyt niska proponowana cena energii wytwarzanej przez morskie farmy wiatrowe, ustalona na poziomie maksymalnym 44 funty/MWh (około 236 zł/MWh).

W dniu 27 marca 2024 r. rozpoczęła się szósta runda alokacji. Cena maksymalna dla morskiej energetyki wiatrowej została ustalona na poziomie 73 funtów/MWh. Tym razem nastąpiło wyraźne odbicie po porażce poprzedniej aukcji dla offshore, w której żaden deweloper nie złożył oferty. Teraz kontrakty różnicowe (CfD) zostały zabezpieczone dla morskich projektów wiatrowych o łącznej mocy 5,3 GW.

W szóstej brytyjskiej aukcji duński Orsted, który buduje największą morską farmę wiatrową na świecie w ramach projektu Hornsea, otrzymał wsparcie dla dwóch kolejnych etapów tej inwestycji. Kontrakty różnicowe obejmą energię produkowaną z części farmy wiatrowej Hornsea 3 (wolumen 1080 MW) oraz Hornsea 4 (2400 MW). Kontrakty CfD dla Orsted zostały przyznane po cenach indeksowanych inflacją – w wysokości 54,23 funtów brytyjskich za MWh (około 275 zł/MWh) dla zakontraktowanego udziału w Hornsea 3 oraz 58,87 funtów/MWh (około 298 zł/MWh) dla Hornsea 4.

Dwustronne kontrakty różnicowe będą obowiązywać przez 15 lat począwszy od uruchomienia farmy. Cena jest indeksowana inflacją do czasu rozpoczęcia i przez cały okres obowiązywania kontraktu CfD. Orsted buduje farmy wiatrowe Hornsea 3 i Hornsea 4 wraz z infrastrukturą przesyłową (podstacje morskie i lądowe oraz kable eksportowe). Gdy farmy wiatrowe zostaną w pełni oddane do użytku, Orsted zgodnie z brytyjskimi przepisami sprzeda aktywa przesyłowe nowemu właścicielowi.

Litwa

Litwa planuje budowę dwóch morskich farm wiatrowych o mocy około 1,4 GW (po 700 MW), które mają zostać uruchomione w wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Bałtyckim w pobliżu Połagi.

W pierwszej aukcji przeprowadzonej w 2023 r. zwycięzca aukcji jest zobowiązany do zapłaty 20 mln euro za możliwość rozwoju projektu. Inwestor otrzymał pozwolenie na eksploatację elektrowni wiatrowej przez 41 lat, która ma powstać około 2030 r. W ramach drugiej aukcji zastosowano model CfD (kontrakt różnicowy), gdzie wytwórcy mogli składać oferty w przedziale od 64,31 euro/MWh do 107,18 euro/MWh. Litewska Krajowa Rada Regulacji Energetyki (VERT) przygotowała aukcję, która zakończyła się w dniu 14 kwietnia 2024 r. Do przeprowadzenia aukcji wymagano udziału co najmniej dwóch ofert. Niestety wpłynęła jedynie jedna oferta, zatem aukcja została nierozstrzygnięta.

Reasumując, sposób prowadzenia aukcji i ustalone w ich ramach ceny zależą od wielu czynników i różnią się względem poszczególnych rynków. Dodatkowo opracowania branżowe wskazują, że projekty realizowane na nowych rynkach będą wymagały podobnego poziomu wsparcia względem rynków rozwijających morskie farmy wiatrowe ze względu na specyfikę

danego kraju oraz czynniki takie jak dostęp do infrastruktury portowej czy wyższy poziom ryzyka. Przedstawiane powyżej systemy aukcyjne mają na celu zachowanie konkurencji oraz optymalizację kosztową portfolio realizowanych projektów.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Minister właściwy do spraw klimatu	1	Szacunki własne	Możliwość ustalenia w rozporządzeniu odmiennej maksymalnej ceny dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248, z późn. zm.), projekt został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce „Rządowy Proces Legislacyjny”.

Projekt został skierowany bezpośrednio do rozpatrzenia przez Stały Komitet Rady Ministrów na podstawie § 61 ust. 5 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2024 r. poz. 806) w związku z niespełnieniem wymogów określonych w § 58 i § 60, w tym w związku z pominięciem wszystkich wcześniejszych etapów procedury legislacyjnej określonych w Regulaminie pracy Rady Ministrów, tj. w szczególności: uzgodnień, konsultacji publicznych, opiniowania, właściwych komitetów.

Pilne procedowanie oraz priorytetowe traktowanie projektowanej regulacji jest uwarunkowane koniecznością zapewnienia wejścia w życie do końca 2024 r. kamienia milowego B4L, który jest uwzględniony w KPO i w 5 wniosku o płatność.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie zostanie przekazany do zaopiniowania przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. z 2024 r. poz. 949).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

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

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania		Projekt ustawy nie powoduje skutków finansowych dla jednostek sektora finansów publicznych, w tym budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, polegających na zwiększeniu wydatków lub zmniejszeniu dochodów tych jednostek w stosunku do wielkości wynikających z obowiązujących przepisów.						
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Przedmiotowa regulacja nie powoduje zwiększenia wydatków lub zmniejszenia dochodów jednostek sektora finansów publicznych, w tym budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego.						
7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców, oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe								
Skutki								
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Jak wynika z zaprezentowanej w dniu 10 września 2024 r. analizy Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) pn. „Offshore – to się opłaca”, morska energetyka wiatrowa przyczyni się do obniżenia cen energii elektrycznej na rynku. Rozwój tego sektora oznacza również szereg oszczędności dla gospodarki w postaci niższych kosztów zakupu paliw (węgiel, gaz) czy mniejszych kosztów pozyskania uprawnień do emisji CO ₂ .						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze							
Niemierzalne								
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Morska energetyka wiatrowa to technologia kluczowa dla skutecznej i odpowiednio szybkiej transformacji krajowego systemu energetycznego, a także zapewnienia konkurencyjności i odporności polskiej gospodarki. Polska nie ma dziś realnej alternatywy, jeżeli chodzi o nieemisyjne i stabilne wielkoskalowe źródła wytwórcze, dostępne w krótkim czasie.						
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu								
☐ nie dotyczy								
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).				☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy				

☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
Proponowana zmiana ma na celu znalezienie balansu między rozwojem morskiej energetyki wiatrowej a niedopuszczeniem do nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych.	
9. Wpływ na rynek pracy	
Projekt nie będzie miał bezpośredniego wpływu na rynek pracy, niemniej jednak zaproponowane rozwiązania mogą mieć pośredni wpływ na utrzymanie miejsc pracy lub wzrost zatrudnienia wynikający z rozwoju odnawialnych źródeł energii.	
10. Wpływ na pozostałe obszary	
☒ środowisko naturalne ☒ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne:
	☐ informatyzacja ☐ zdrowie
Omówienie wpływu	Morska energetyka wiatrowa może stać się skutecznym narzędziem do obniżenia emisyjności polskiego sektora energetycznego. Morska energetyka wiatrowa może w dużym stopniu uczestniczyć w ewolucyjnym zastępowaniu wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o paliwa kopalne, w szczególności węgiel.
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego	
Planuje się, że ustawa wejdzie w życie w dniu następującym po dniu jej ogłoszenia.	
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?	
Biorąc pod uwagę, że celem projektowanych zmian jest zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu energii brutto oraz szeroko pojęty rozwój sektora energii zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i zobowiązaniami międzynarodowymi, kryterium ewaluacji będzie wzrost mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii wykazywany w Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu (KPEiK).	
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)	
-	

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA ¹⁾

z dnia

w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców

Na podstawie art. 31 ust. 11 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 182) zarządza się, co następuje:

§ 1. Maksymalna cena za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców wynosi:

- 1) ... zł/MWh – dla obszarów;
- 2) ... zł/MWh – dla obszarów;
- 3) ... zł/MWh – dla obszarów

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

MINISTER KLIMATU
I ŚRODOWISKA

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 19 grudnia 2023 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 2726).

UZASADNIENIE

Projektowane rozporządzenie stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w art. 31 ust. 11 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 182), zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu obowiązek określenia, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych oraz ministra właściwego do spraw finansów publicznych, maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, przy czym cena ta może być określona odmiennie dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów wskazanych w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy, zwanej dalej „maksymalną ceną”.

Przedmiotowe rozporządzenie określa maksymalną cenę za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci, w ramach II fazy systemu wsparcia.

Przy ustalaniu maksymalnej ceny kierowano się wytycznymi do upoważnienia ustawowego, zgodnie z którymi ustalając cenę należy uwzględnić:

- 1) koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórca korzysta z prawa do pokrycia ujemnego salda;
- 2) koszty inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną oraz zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także koszty całkowitej likwidacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, po zakończeniu jej eksploatacji;
- 3) uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej.

Określenie wysokości maksymalnej ceny jest niezbędne dla uruchomienia II fazy systemu wsparcia, a w związku z tym – dla terminowego i zrównoważonego rozwoju morskich farm wiatrowych w Polsce. Informacje dotyczące maksymalnej ceny są bowiem ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w systemie wsparcia, a tym samym na realizację.

Terminowa realizacja inwestycji w morskie farmy wiatrowe, zwane dalej „MFW”, jest niezwykle istotna dla spełniania zobowiązań Polski wynikających z unijnej polityki energetyczno-klimatycznej.

Do wyliczenia maksymalnej ceny wykorzystano metodykę, według której na koszt energii elektrycznej (LCOE) wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych ma wpływ pięć czynników:

- 1) prędkość wiatru – wpływa na liczbę godzin pracy z pełną mocą w ciągu roku (współczynnik wykorzystania mocy, ang. *capacity factor*, *CF*);
- 2) odległość od brzegu – wpływa na długość kabla eksportowego oraz koszty instalacji i eksploatacji urządzeń uzależnione od długości transportu z portu instalacyjnego na teren morskiej farmy wiatrowej oraz liczby roboczogodzin spędzanych na morzu przez brygady eksploatacyjne i serwisowe; im mniejsza odległość tym niższe koszty kapitałowe budowy, ang. *Overnight Cost* (OVN), przyłącza i samej farmy, oraz koszty eksploatacji, ang. *Operational Expenditures* (OPEX);

- 3) głębokość akwenu – wpływa na typ i rodzaj konstrukcji fundamentów; im mniejsza głębokość tym niższy koszt fundamentów oraz OVN samej farmy;
- 4) rozwój technologii – wpływa na wzrost mocy jednostkowych, ograniczając zużycie materiałów przy tej samej mocy zainstalowanej MFW i straty zacienienia wiatrowego wynikające z rozmieszczenia pojedynczych turbin; rozwój technologii wpływa również na zwiększenie efektywności globalnych łańcuchów dostaw; im dojrzała technologia tym niższy koszt OVN farmy, OVN przyłącza oraz OPEX; wzrasta również współczynnik wykorzystania mocy, a wraz z nim ilość produkowanej energii;
- 5) koszty pracy – wpływają na koszt projektowania, instalacji urządzeń oraz ich eksploatacji; im niższy średni koszt roboczogodziny tym niższy spodziewany OVN farmy, OVN przyłącza oraz OPEX.

Zgodność z Krajowym Planem Odbudowy i Zwiększania Odporności:

Przedmiotowy projekt rozporządzenia stanowi realizację kamienia milowego B4L: „Wejście w życie przepisów wykonawczych wynikających z ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych” ujętego w ramach reformy B2.3 „Wsparcie inwestycji w obszarze morskich farm wiatrowych”. Celem reformy jest zapewnienie skutecznego wdrożenia i dalszego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.

Na kamień milowy B4L składa się wejście w życie dwóch rozporządzeń do ustawy, tj:

- 1) rozporządzenia w sprawie szczegółowych wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu;
- 2) rozporządzenia w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, wyrażonej w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców.

Pierwsza część kamienia milowego B4L (pkt 1) została zrealizowana – rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 25 maja 2022 r. w sprawie szczegółowych wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu (Dz. U. poz. 1257) weszło w życie w dniu 29 czerwca 2022 r.

Realizację drugiej części kamienia milowego (pkt 2) stanowi przedmiotowy projekt rozporządzenia. Maksymalna cena, określona w § 1 projektu, przełoży się na zwiększenie efektywności procesu inwestycyjnego w zakresie morskich farm wiatrowych. Zgodnie z art. 31 ust. 10 ustawy maksymalna cena została ustalona na poziomie umożliwiającym realizację inwestycji w zakresie budowy morskich farm wiatrowych, z uwzględnieniem istotnych parametrów technicznych i ekonomicznych funkcjonowania morskich farm wiatrowych oraz mając na uwadze konieczność uniknięcia nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych. Realizacja projektów morskich farm wiatrowych przyczyni się również do zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym.

Projektowane rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Projektowane przepisy zostały przeanalizowane pod kątem wpływu na mikro-, małe i średnie przedsiębiorstwa. Regulacje zawarte w projekcie rozporządzenia nie będą miały negatywnego wpływu na ich funkcjonowanie.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z przepisami Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji w rozumieniu przepisów

rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2024 r. poz. 806).

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Ministerstwo Aktywów Państwowych Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu 	Data sporządzenia Źródło Upoważnienie ustawowe art. 31 ust. 11 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 182) Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska.....
---	---

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 182), zwana dalej „ustawą”, zawiera w art. 31 ust. 11 upoważnienie do wydania rozporządzenia określającego maksymalną cenę za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, przy czym cena ta może być określona odmiennie dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów wskazanych w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy.

Projektowane rozporządzenie umożliwi wytwórcom realizującym projekty morskich farm wiatrowych (MFW) ubieganie się o prawo do pokrycia tzw. ujemnego salda w II fazie systemu wsparcia dla morskich farm wiatrowych. Aukcje dla morskich farm wiatrowych zostaną przeprowadzone na zasadach podobnych do funkcjonujących już aukcji odnawialnych źródeł energii, w której każdy z wytwórców składać będzie jedną ofertę, niejawną dla pozostałych uczestników. Aukcje rozliczane będą według ceny z oferty („pay as bid”), a wygrywać będą oferty z najniższą ceną. Jednak cena złożona w ofercie nie może być wyższa od maksymalnej ceny ustalonej w projektowanym rozporządzeniu. Tak skonstruowany mechanizm aukcyjny umożliwi minimalizację kosztów dla odbiorcy końcowego wynikających z wprowadzenia na rynek polski technologii farm wiatrowych na morzu i stanowi znaczącą zachętę do poszukiwania innowacyjnych rozwiązań technologicznych, umożliwiających obniżenie kosztów produkcji energii elektrycznej.

Pierwsze aukcje, w trakcie których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda, zostały zaplanowane w latach 2025, 2027, 2029 oraz 2031 (odpowiednio po 4 GW, 4 GW, 2 GW i 2 GW), natomiast aukcje w kolejnych latach będą przeprowadzane w zależności od postępu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce.

Określenie maksymalnej ceny jest niezbędne do uruchomienia II fazy systemu wsparcia, a co za tym idzie do zapewnienia terminowego i zrównoważonego rozwoju MFW w Polsce. Informacje dotyczące maksymalnej ceny są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w systemie wsparcia, a tym samym na realizację. Realizacja inwestycji w morskie farmy wiatrowe zgodnie z przyjętym harmonogramem jest kluczowa dla wzmocnienia bezpieczeństwa i suwerenności energetycznej Polski oraz spełnienia zobowiązań wynikających z unijnej polityki energetyczno-klimatycznej.

Z uwagi na planowaną pierwszą aukcję w 2025 r. niezbędne jest wejście w życie rozporządzenia nie później niż w IV kwartale 2024 r. Jednocześnie wydanie rozporządzenia stanowi kamień milowy B4L Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO), który został uwzględniony w 5. wniosku o płatność.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia określającego maksymalną cenę za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być

wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, przy czym cena ta może być określona odmiennie dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów wskazanych w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy.

Zgodnie z wytycznymi zawartymi w przepisie upoważniającym maksymalna cena została ustalona na poziomie umożliwiającym realizację inwestycji w zakresie budowy morskich farm wiatrowych, uwzględniając istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania morskich farm wiatrowych oraz mając na uwadze konieczność uniknięcia nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych. Określając maksymalną cenę, uwzględniono:

- koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórca korzysta z prawa do pokrycia ujemnego salda;
- koszty inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną oraz zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także koszty całkowitej likwidacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, po zakończeniu jej eksploatacji;
- uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej.

Nieprawidłowo wyliczona maksymalna cena może uniemożliwić rozwój sektora morskiej energetyki wiatrowej w Polsce albo spowodować wystąpienie nadmiernego wsparcia, co skutkowałoby z jednej strony nadzwyczajnie wysokimi zyskami wytwórców, a z drugiej nadmiernym obciążeniem odbiorców końcowych.

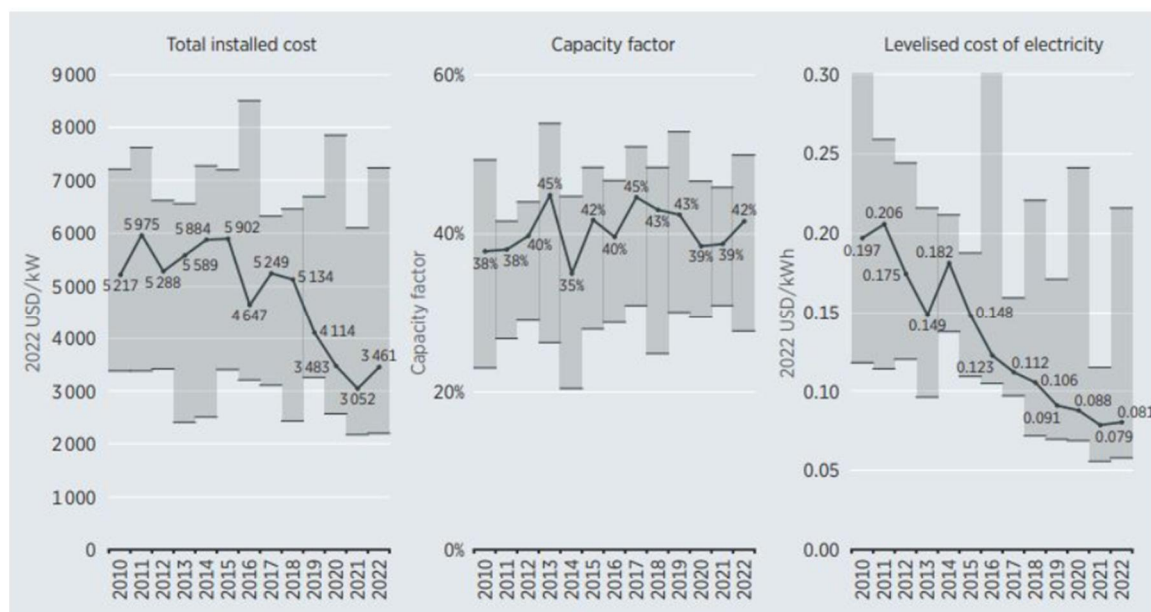
Nie jest możliwe osiągnięcie celu w postaci określenia maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci, wyrażonej w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, za pomocą innych środków niż działania legislacyjne polegające na wydaniu rozporządzenia.

Należy podkreślić, że maksymalna cena została określona w oparciu o obowiązujące parametry techniczno-ekonomiczne funkcjonowania morskich farm wiatrowych.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii, w szczególności morskiej energetyki wiatrowej, należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Pierwsze projekty we wschodzących rynkach offshore wind ze względu na rozproszony łańcuch dostaw, ryzyko rynkowe oraz kwestie logistyczne generują istotnie wyższe koszty w porównaniu z rynkami rozwiniętymi, przez co dla uzasadnienia opłacalności wymagają systemu wsparcia (np. kontraktu różnicowego – *ang. Contract for Difference, CfD*).

Konstrukcja kontraktów różnicowych w innych państwach zakłada określenie zarówno maksymalnej ceny aukcyjnej jak i minimalnej). Cena jest ustalana na podstawie średniego kosztu wytwarzania energii elektrycznej (LCOE) danej technologii. Ostatecznie system wsparcia w Niemczech, Holandii czy Wielkiej Brytanii jest oparty na systemie aukcyjnym, w którym każdy inwestor składa ofertę, a wygrywa inwestor o najniższym koszcie wytwarzania energii dla danego wolumenu mocy.



Wykres 1. Wskaźnik uśrednionych kosztów instalacji, współczynnik mocy, LCOE dla morskich farm wiatrowych w latach 2010–2022 (\$/kWh) (źródło: IRENA, „Renewable Power Generation Costs in 2022”)

W 2022 r. wolumen mocy z morskiej energetyki wiatrowej wzrósł o 8,9 GW. Byłby to nowy rekord, gdyby nie ekspansja obserwowana w 2021 r., kiedy to na świecie zainstalowano w sumie 21 GW nowych mocy, a na wynik miał wpływ dynamicznie rozwijający się rynek w Chinach. Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA) w swoim raporcie wskazuje, że spadek w 2022 r. udziału Chin w przyrostach nowych mocy i uruchomienie projektów na nowych rynkach spowodowały, że LCOE dla nowych projektów wzrósł o 2 % w porównaniu z 2021 r., z 0,079 \$/kWh do 0,081 \$/kWh.

Analizy przygotowane przez National Renewable Energy Laboratory (NREL) – „2022 Cost of Wind Energy Review” oraz brytyjski Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) – „Electricity generation cost 2023” wskazują na tendencję spadkową LCOE z morskich farm wiatrowych. Na ten spadek wpłynęły takie czynniki jak: zwiększenie produktywności turbin, minimalizacja zakłóceń produktywności (ograniczenie „wake-effect”), optymalizacja procesów obsługi i utrzymania, zmniejszenie ryzyka finansowania (dojrzałość branży i projektów), coraz większa podaż statków oraz portów, efektywniejsza technologia produkcji komponentów.

Obecnie najbardziej rozpowszechnioną formą wsparcia jest wspomniany wcześniej kontrakt różnicowy. Stanowi on państwową gwarancję kupna po stałej cenie referencyjnej wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci energii elektrycznej. W przypadku gdy rynkowe ceny energii są niższe niż cena referencyjna, dodatnia różnica jest wypłacana wytwórcy. Natomiast gdy ceny rynkowe energii są wyższe niż cena referencyjna, wówczas tę różnicę otrzymuje strona wspierająca. System ten jest satysfakcjonujący dla wszystkich stron, gdyż zapewnia stabilne przychody i minimalizuje koszty finansowe.

W 2023 r. niektóre rządy zaczęły stosować tzw. „licytacje ujemne” w aukcjach dla morskiej energetyki wiatrowej, czyli opłatę ponoszoną przez dewelopera za prawo do budowy nowej farmy wiatrowej. Oznacza to jednak wyższe koszty finansowe wynikające z problemów z pozyskaniem kredytów, gdyż banki nie widzą w takim przypadku stabilnych przychodów. Zatem, chcąc się zabezpieczyć banki podwyższają stopy procentowe, co przyczynia się do zwiększenia ogólnego ryzyka projektu, co z kolei podnosi koszty kapitałowe. System ten nakłada na morskie farmy wiatrowe dodatkowe koszty, które następnie zostają przerzucone na społeczeństwo w postaci wyższych rachunków za energię lub na wytwórców energii, którzy już teraz zmagają się z inflacją i wzrostem kosztów.

Niemcy:

W 2023 r. Niemcy ogłosili zwycięzców aukcji na morskie farmy wiatrowe na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim o mocy w sumie 8,8 GW.

- Aukcje z „dynamiczną procedurą przetargową” (4 lokalizacje, 7 GW)

Inwestorzy ubiegający się o prawo do każdej z lokalizacji zobowiązali się do budowy morskiej farmy wiatrowej bez żadnego wsparcia ze strony państwa, uruchamiając dodatkową „dynamiczną procedurę przetargową”. Procedura ta wymagała od deweloperów przystąpienia do drugiej rundy nieograniczonej „licytacji ujemnej”. W przypadku licytacji negatywnej, zwanej również licytacją odwróconą, dostawcy energii starają się zaoferować najniższą możliwą cenę, która jest zazwyczaj ujemna. W praktyce oznacza to, że dostawca proponuje, że będzie płacił państwu za prawo do wyprodukowania energii. Oferty były przyznawane wyłącznie na podstawie ceny.

W rezultacie wygrani deweloperzy morskich farm wiatrowych będą musieli zapłacić rządowi Niemiec łącznie 12,6 mld euro. 90 % pieniędzy zostanie przeznaczonych na sfinansowanie kosztów podłączenia do sieci, 5 % zostanie wykorzystane na ochronę morskiej różnorodności biologicznej, a kolejne 5 % na wsparcie przyjaznego dla środowiska rybołówstwa.

Cztery projekty mają zostać oddane do użytku do 2030 r. W celu terminowej realizacji tych projektów Niemcy muszą rozszerzyć swój łańcuch dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej, np. o zdolność przemysłową do budowy turbin wiatrowych, fundamentów i statków instalacyjnych. Potrzebne będą również kolejne inwestycje w porty, a także pozyskanie wykwalifikowanych pracowników. „Dynamiczna procedura przetargowa” powoduje, że firmy w łańcuchu dostaw energii wiatrowej będą musiały pracować z jeszcze niższymi marżami, ponieważ deweloperzy przenoszą na nich dodatkowe koszty związane z „licytacją ujemną”.

- Aukcje bez „dynamicznej procedury przetargowej” (4 lokalizacje, 1,8 GW)

Lokalizacje zostały przyznane na aukcji w ramach innego projektu aukcyjnego, który obejmował cztery kryteria pozacenowe: ochronę środowiska, wkład w wykwalifikowaną siłę roboczą, ślad węglowy w produkcji turbin wiatrowych, istnienie umów PPA. Do tych lokalizacji nie miała zastosowania „dynamiczna procedura przetargowa”. Oddanie do użytku morskich farm wiatrowych spodziewane jest w 2028 r.

Niemiecki regulator (Bundesnetzagentur) uznał, że 90 % przychodów z przetargu zostanie przeznaczone na obniżenie cen energii, a pozostała część w proporcji 50/50 na ochronę mórz i zrównoważone rybołówstwo. Część przeznaczona na ochronę mórz musi zostać wpłacona do budżetu federalnego w ciągu jednego roku, podczas gdy 90 % musi zostać wpłacone od 2028 r. przez okres 20 lat.

Holandia

W 2024 r. Holandia ogłosiła przetarg z zerowym subsydiowaniem na 4 GW mocy w morskiej energetyce wiatrowej na Morzu Północnym, przy czym w aukcji zastosowano znacznie wyższy wskaźnik „licytacji ujemnych” niż w poprzednich rundach.

Deweloperzy mieli czas na złożenie ofert na dwa projekty o mocy 2 GW – IJmuiden Ver Alpha i Beta do dnia 28 marca 2024 r., a w dniach 11 i 13 czerwca 2024 r. ogłoszono wyniki tych aukcji. Oferenci byli oceniani pod kątem pewności, że ukończą budowę morskiej farmy wiatrowej. W przypadku projektu IJmuiden Ver Alpha deweloperzy byli również oceniani pod kątem zgodności farmy wiatrowej z zasadami obiegu zamkniętego, w tym jej wpływu na środowisko. W przypadku IJmuiden Ver Beta był brany pod uwagę także wkład farmy wiatrowej w integrację systemu. Deweloperzy byli również oceniani pod kątem ich gotowości do płacenia za prawo do korzystania z terenu – „licytacji ujemnych” – przy akceptacji rocznych opłat w wysokości do 420 mln euro. Jednak ostateczna cena, jaką zapłacą zwycięscy oferenci, wynosi tylko 1 mln euro za rok przez 40 lat dla IJmuiden Ver Alpha (tj. 20 mln euro za GW) i 20 mln euro za rok przez 40 lat dla Beta (tj. 400 mln euro za GW). W poprzednich rundach maksymalna opłata wynosiła 50 mln euro w całym okresie trwania projektu. Projekty IJmuiden Ver mają zostać oddane do użytku w 2029 r.

Wielka Brytania

W Wielkiej Brytanii koszt przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej leży po stronie inwestora, który następnie odsprzedaże gotowe przyłącze do tzw. OFTO (Offshore Transmission Owner). W Wielkiej Brytanii wszyscy zwycięzcy aukcji na realizację projektów, które zakończą się w tym samym roku, otrzymują wsparcie w postaci kontraktu różnicowego w takiej samej wysokości, którą wyznacza najwyższa wygrana oferta.

W 2023 r. opublikowano wyniki piątej rundy aukcji dla projektów OZE, w której najwięcej wsparcia przewidziano dla morskiej energetyki wiatrowej (7 GW). Aukcja zakończyła się jednak fiaskiem, ponieważ do aukcji nie przystąpił ani jeden deweloper. Inwestorów zniechęciła zbyt niska proponowana cena energii wytwarzanej przez morskie farmy wiatrowe, ustalona na poziomie maksymalnym 44 funty/MWh (około 236 zł/MWh).

W dniu 27 marca 2024 r. rozpoczęła się szósta runda alokacji. Maksymalna cena dla morskiej energetyki wiatrowej została ustalona na poziomie 73 funtów/MWh.

Litwa

Litwa planuje budowę dwóch morskich farm wiatrowych o mocy około 1,4 GW (po 700 MW), które mają zostać uruchomione w wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Bałtyckim w pobliżu Połangi.

W pierwszej aukcji przeprowadzonej 2023 r. zwycięzca aukcji jest zobowiązany do zapłaty 20 mln euro za możliwość rozwoju projektu. Inwestor otrzymał pozwolenie na eksploatację elektrowni wiatrowej przez 41 lat, która ma powstać około 2030 r. W ramach drugiej aukcji zastosowano model CfD (kontrakt różnicowy), gdzie wytwórcy mogli składać oferty w przedziale od 64,31 euro/MWh do 107,18 euro/MWh. Litewska Krajowa Rada Regulacji Energetyki (VERT) przygotowała aukcję, która zakończyła się w dniu 14 kwietnia 2024 r. Do przeprowadzenia aukcji wymagano udziału co najmniej dwóch ofert. Niestety wpłynęła jedynie jedna oferta, zatem aukcja została nierozstrzygnięta.

Reasumując, ceny dla morskiej energetyki wiatrowej są bardzo zróżnicowane, zależą od wielu czynników i różnią się względem poszczególnych rynków. Dodatkowo opracowania branżowe wskazują, że projekty realizowane na nowych rynkach będą wymagały podobnego poziomu wsparcia względem rynków rozwijających morskie farmy wiatrowe, ze względu na specyfikę danego kraju oraz czynniki takie jak dostęp do infrastruktury portowej czy wyższy poziom ryzyka. Przedstawiane powyżej maksymalne ceny funkcjonowały w systemach aukcyjnych mających na celu zachowanie konkurencji oraz optymalizację kosztową portfolio realizowanych projektów.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Przedsiębiorcy (potencjalni wytwórcy energii elektrycznej z morskich elektrowni wiatrowych)	Kilkanaście	Szacunki własne, ocena na podstawie wydanych pozwoleń na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp (PSZW) oraz możliwości podpisania umów <i>joint venture</i>	Przedsiębiorcy (wytwórcy) zainteresowani przystąpieniem do II fazy systemu wsparcia w drodze aukcji.
Odbiorcy końcowi energii elektrycznej	17,3 mln	Urząd Regulacji Energetyki	System wsparcia będzie powodował przepływy finansowe w kierunku inwestorów budujących morskie farmy wiatrowe, które pokrywane będą w ramach opłaty związanej z zapewnieniem dostępności energii ze źródeł odnawialnych, tzw. opłaty OZE. Wysokość opłaty uzależniona będzie m.in. od cen energii elektrycznej oraz wysokości jednostkowego wsparcia dla poszczególnych projektów. Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
Mikro-, małe i średnie przedsiębiorstwa	· Liczba mikroprzedsiębiorstw – 1,96 mln	Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości – <i>Raport o stanie sektora małych i średnich przedsiębiorstw w Polsce</i>	Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, możliwość rozwoju sektora przemysłu związanego z budową i eksploatacją MFW.

	· Liczba małych przedsiębiorstw – 84 tys. · Liczba średnich przedsiębiorstw – 15 tys.		Dostęp do dużych ilości energii ze źródeł odnawialnych na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej.
duże przedsiębiorstwa	3,3 tys.	Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości – <i>Raport o stanie sektora małych i średnich przedsiębiorstw w Polsce</i>	Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, możliwość rozwoju sektora przemysłu związanego z budową i eksploatacją MFW. Dostęp do dużych ilości energii ze źródeł odnawialnych na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248, z późn. zm.) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2024 r. poz. 806), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji do następujących podmiotów:

- 1) Agencja Rozwoju Przemysłu;
- 2) Baltic Power sp. z o.o.;
- 3) Baltic Trade and Invest;
- 4) Bank Gospodarstwa Krajowego;
- 5) Enea;
- 6) Energa MFW 1 i 2 sp. z o.o.;
- 7) Equinor Polska sp. z o.o.;
- 8) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
- 9) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
- 10) Konfederacja Lewiatan;
- 11) Krajowa Izba Gospodarcza;
- 12) Krajowa Izba Gospodarki Morskiej;
- 13) Northland Power;
- 14) Ocean Winds;
- 15) Orlen Neptun II-XI sp. z o.o.;
- 16) Ørsted Polska sp. o.o.;
- 17) PGE Baltica sp. z o.o.;
- 18) PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.;
- 19) Orlen S.A.;
- 20) Polenergia S.A.;
- 21) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
- 22) Polska Izba Morskiej Energetyki Wiatrowej;
- 23) Polski Fundusz Rozwoju;
- 24) Polski Komitet Energii Elektrycznej;
- 25) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.;
- 26) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
- 27) Pracodawcy Pomorza;
- 28) RWE;
- 29) Sea Wind Polska;

- 30) Stowarzyszenie Branży Elektroenergetycznej;
- 31) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
- 32) Synthos Green Energy;
- 33) Tauron Polska Energia;
- 34) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
- 35) Towarzystwo Obrotu Energią;
- 36) Zarządca Rozliczeń S.A.;
- 37) Związek Banków Polskich;
- 38) Związek Polskich Pracodawców Handlu i Usług.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania następującym podmiotom:

- 1) Pełnomocnik Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej;
- 2) Prezes Prokuratury Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej;
- 3) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
- 4) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych ani praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe ani przez reprezentatywne organizacje pracodawców.

Projekt zostanie skierowany do rozpatrzenia przez Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów ze względu na to, że dotyczy spraw z zakresu właściwości ww. komitetu.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. z 2024 r. poz. 949).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

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

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z konsultacji zawierającym zestawienie przedstawionych stanowisk lub opinii i odniesienie się do nich przez organ wnioskujący, udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

[illegible]

JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Źródła finansowania	Projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla jednostek sektora finansów publicznych, w tym budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, polegających na zwiększeniu wydatków lub zmniejszeniu dochodów tych jednostek w stosunku do wielkości wynikających z obowiązujących przepisów.											
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie. Rozporządzenie określa wysokość ceny, która jest kluczowym elementem systemu wsparcia oraz istotnym sygnałem dla inwestorów.											
7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców, oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe												
Skutki												
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)				
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-				
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-				
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-				
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość maksymalnej ceny w II fazie systemu wsparcia.										
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość maksymalnej ceny w II fazie systemu wsparcia.										
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość maksymalnej ceny w II fazie systemu wsparcia.										
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość maksymalnej ceny w II fazie systemu wsparcia.										
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość maksymalnej ceny w II fazie systemu wsparcia. W kontekście działalności przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych, które będą chciały przystąpić do systemu wsparcia przedmiotowy projekt rozporządzenia będzie miał kluczowe znaczenie, bowiem na podstawie określonej w nim ceny będą podejmować decyzję, czy przystąpić do aukcji. Maksymalna cena wskazuje bowiem górną granicę kosztu wytwarzania energii, który będzie akceptowalny z punktu widzenia przystąpienia do aukcji, przy czym cena ta została określona odmiennie dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów wskazanych w załącznikach do ustawy. Szacunkowe koszty systemu wsparcia (łącznie I i II fazy, czyli w sumie 17,9 GW mocy zainstalowanej) wyniosą około 151,31 mld EUR. Udzielenie wsparcia w maksymalnej możliwej wysokości dla wszystkich projektów morskich farm wiatrowych przełożyłoby się na wysokość opłaty OZE i podniesienie ceny energii elektrycznej średnio ok. 0,10 zł/kWh. Należy jednak mieć na uwadze, że pojawienie się w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym dodatkowych 18 GW mocy z morskich farm wiatrowych docelowo spowoduje spadek cen hurtowych energii, co przełoży się na spadek cen ponoszonych przez odbiorców końcowych w taryfach. Jak wynika z zaprezentowanej w dniu 10 września 2024 r. analizy Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) pn. „Offshore – to się opłaca” morska energetyka wiatrowa przyczyni się do obniżenia cen energii elektrycznej na rynku. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej oznacza również szereg oszczędności dla gospodarki w postaci niższych kosztów zakupu paliw (węgiel, gaz), czy mniejszych kosztów pozyskania uprawnień do emisji CO2. Zgodnie z wyliczeniami zaprezentowanymi przez PSEW w scenariuszu przewidującym rozwój morskiej energetyki wiatrowej do poziomu 5,9 GW koszt zakupu energii elektrycznej przez											

odbiorców końcowych w latach 2026 do 2040 wyniesie 1 033,3 mld zł, a w przypadku scenariusza włączenia do 2040 r. 18 GW z morskiej energetyki wiatrowej koszt ten wyniesie 841,9 mld zł. Poziom oszczędności wynosi ponad 190 mld zł. Poza powyższym wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie mikro-, małych i średnich przedsiębiorców, oraz na sytuację ekonomiczną i społeczną rodziny, a także osób niepełnosprawnych oraz osób starszych został kompleksowo określony dla całości rozwiązań legislacyjnych wprowadzonych przez ustawę, na podstawie której wydawane jest niniejsze rozporządzenie.	
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu	
☒ nie dotyczy	
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne: ...	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne: ...
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
9. Wpływ na rynek pracy	
Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na rynek pracy został opisany w ocenie skutków regulacji do ustawy.	
10. Wpływ na pozostałe obszary	
☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne: ...
☐ informatyzacja ☐ zdrowie	
Omówienie wpływu	Nie dotyczy
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego	
Projektowana regulacja będzie obowiązywała od momentu wejścia w życie w IV kwartale 2024 r.	
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?	
Prawidłowo wyznaczona maksymalna cena za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, wpłynie na podaż projektów oraz osiągnięcie zakładanej mocy zainstalowanej w morskich farmach wiatrowych (prawie 18 GW do 2040 r.). Minister właściwy do spraw klimatu na bieżąco monitoruje rynek i prowadzi analizę dostępnych danych dotyczących kosztów wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Ma możliwość zmiany maksymalnej ceny w drodze wydania nowego rozporządzenia. Z uwagi na ograniczony charakter regulacji nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.	
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)	
Brak	