|  |  |
| --- | --- |
| **Nazwa projektu**Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**Ministerstwo Klimatu i ŚrodowiskaMinisterstwo Aktywów Państwowych**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Ireneusz Zyska, Sekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. OZE**Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**Katarzyna Krzywda, Z-ca dyrektora, Departament Odnawialnych Źródeł Energii w Ministerstwie Klimatu i Środowiskatel. +48 22 369-10-35e-mail: katarzyna.krzywda@klimat.gov.pl  | **Data sporządzenia12.02.2021****Źródło:** Upoważnienie ustawowe - art. 25 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234)**Nr w wykazie prac** Projekt na obecnym etapie nie został wpisany do wykazu prac |
| **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 2021 r. poz. 234), dalej: „ustawa”, zawiera w art. 25 ust. 2 upoważnienie ustawowe do wydania rozporządzenia określającego cenę maksymalną za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącą podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda. Rozporządzenie to umożliwi wytwórcom realizującym projekty morskich farm wiatrowych (MFW) o łącznej mocy zainstalowanej do 5,9 GW ubieganie się o tzw. prawo do pokrycia ujemnego salda w I fazie systemu wsparcia dla morskich farm wiatrowych. Prezes URE w pierwszej części procedury na podstawie art. 16 ustawy wydaje decyzję o dopuszczeniu podmiotu do systemu wsparcia w ramach I fazy. Nie zmienia jednak ustalonej w rozporządzeniu ceny maksymalnej. Nie wcześniej niż po wydaniu dla danej morskiej farmy wiatrowej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, wytwórca przedkłada Prezesowi URE informacje, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 13 ust. 4 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej, dotyczące projektowanej inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej oraz działalności prowadzonej przez wytwórcę oraz grupę kapitałową, w skład której wchodzi wytwórca. Na tej podstawie Prezes URE występuje do Prezesa UOKiK z wnioskiem o wydanie opinii o projekcie pomocy indywidualnej co inicjuje notyfikację indywidualną pomocy publicznej dla danego projektu w Komisji Europejskiej. Po wydaniu przez KE decyzji o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej, udzielanej wytwórcy w drodze decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1, Prezes URE ma 90 dni na wydanie drugiej decyzji w trybie art. 18 na podstawie, której może zmienić cenę, przy czym może ją tylko obniżyć.Określanie ceny maksymalnej jest niezbędne dla uruchomienia I fazy systemu wsparcia, a co za tym idzie dla terminowego i zrównoważonego rozwoju morskich farm wiatrowych w Polsce. Informacje dotyczące ceny maksymalnej są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w systemie wsparcia, a tym samym na realizację. Zakładana w ustawie moc zainstalowana na poziomie 5,9 GW odpowiada mocy z morskich farm wiatrowych na 2030 r., określonej w Polityce energetycznej Polski do 2040 r. Terminowa realizacja inwestycji w morskie farmy wiatrowe jest kluczowa dla spełniania zobowiązań Polski wynikających z unijnej polityki energetyczno-klimatycznej.Z uwagi na regulacje dotyczące systemu wsparcia dla morskich farm wiatrowych, niezbędne jest, aby rozporządzenie weszło w życie niezwłocznie, nie później niż do 31 marca 2021 r., aby umożliwić przygotowanie i złożenie przez wytwórców do Prezesa URE wniosków o wsparcie w ramach I fazy. |
| 1. **Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt**
 |
| Rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia, które określa cenę maksymalną za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącą podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda w I fazie systemu wsparcia jaka może zostać przyznana w drodze decyzji Prezesa URE. Niezbędne było zastosowanie transparentnego podejścia do ustalania ceny, dlatego zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2020 r. (Dz. Urz. Min. Klim. i Środ. poz. 28, z późn. zm.) powołany został **Zespół do spraw przygotowania metodyki wyliczenia ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda.** Zespół miał za zadanie zebranie informacji niezbędnych do ustalenia przedmiotowej ceny. W oparciu o analizę tych danych Zespół miał opracować metodykę wyznaczenia ceny maksymalnej, a następnie przedstawić ją Ministrowi Klimatu i Środowiska. W skład Zespołu do spraw przygotowania metodyki wyliczenia ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącą podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda weszli przedstawiciele:1) Ministra Klimatu i Środowiska,2) Ministra Aktywów Państwowych,3) Ministra Finansów, Funduszy i Polityki Regionalnej,4) Ministra Rozwoju, Pracy i Technologii,5) Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej,6) Koordynatora Służb Specjalnych,7) Szefa Centrum Analiz Strategicznych w KPRM,8) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.Wysokość ceny maksymalnej jest to maksymalny poziom ceny, ustalony według metodyki przyjętej przez Zespół, uwzględniający kryteria określone w art. 25 ustawy, zgodny z przewidywanymi kosztami budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych. Powyższe ma na celu uniemożliwienie złożenia przez inwestorów wniosków, które są istotnie zawyżone, co skutkowałoby z jednej strony nadzwyczajnie wysokimi zyskami tych podmiotów, z drugiej zaś nadmiernym obciążeniem odbiorców końcowych. Niniejszy projekt Rozporządzenia, w którym określona została cena maksymalna, został opracowany zgodnie z metodyką opracowaną i przyjętą przez Zespół.Zgodnie z upoważnieniem ustawowym, cenę maksymalną ustala się na poziomie umożliwiającym realizację inwestycji w zakresie budowy morskich farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 5,9 GW, uwzględniając istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania morskich farm wiatrowych oraz mając na uwadze konieczność uniknięcia nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych. Określając cenę maksymalną uwzględnia się:* koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórcy będą korzystać 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.

Metodyka przyjęta przez Zespół i zatwierdzona przez Ministra Klimatu i Środowiska została oparta na analizie dostępnych danych, dotyczących kosztów wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych i cen energii, oraz na parametrach technicznych. Szczegółowe założenia zostały uwzględnione w uzasadnieniu do projektu. |
| 1. **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. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy, proste porównanie z rozwiązaniami wprowadzonymi w innych krajach nie zawsze jest możliwe. Pierwsze projekty we wschodzących rynkach offshore ze względu na skomplikowany 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 Contract for Difference CfD).Niemniej jednak należy zauważyć, iż konstrukcja kontraktów różnicowych w innych państwach w wielu wypadkach przewiduje określenie maksymalnej ceny aukcyjnej (dodatkowo, w niektórych przypadkach wskazuje się również cenę minimalną). Cena ta ustalana jest na podstawie średniego kosztu wytwarzania energii elektrycznej (LCOE) danej technologii. Ostatecznie system wsparcia w Niemczech, Holandii czy Wielkiej Brytanii oparty jest na systemie aukcyjnym, w którym każdy inwestor składa ofertę a wygrywa inwestor o najniższym koszcie wytwarzania energii dla danego wolumenu mocy.W ciągu najbliższej dekady energia z morskich farm wiatrowych będzie konkurencyjna cenowo z energią pochodzącą z paliw kopalnych na całym świecie.). Według IEA, koszty MW w ciągu 20 lat spadnie nawet o ponad 55 proc., w tym do 2030 r. o 40 proc. (w 2018 r. po uwzględnieniu wydatków na podłączenie farmy do sieci energetycznej na lądzie – średnio było to ponad 4,3 tys. dolarów za kW).Wykres 1. LCOE dla morskich farm wiatrowych 2018 (EUR/MWh)W latach 2014-2018 średnie dla danego roku LCOE z morskich farm wiatrowych na świecie spadło o ponad 31% ze 156,7 do 106,7 EUR/MWh. Według twórców raportu **w 2030 roku cena energii z morskich farm wiatrowych znajdzie się w przedziale od 42 do 76 EUR/MWh (dane IRENA).**LCOE dla morskiej energetyki wiatrowej osiąga już poziom konkurencyjny, w stosunku do elektrowni konwencjonalnych, w krajach europejskich takich jak Niemcy i Holandia, gdzie niektórzy inwestorzy nie ubiegają się o dotacje.Poziom LCOE dla morskich farm wiatrowych jest w dużym stopniu uzależniony od przyjętego WACC i polityki w zakresie ponoszenia kosztów przyłącza.Wykres 2: Wpływ kosztów przyłącza na LCOE morskich farm wiatrowych wg IEAAutorzy raportu przedstawili analizę wrażliwości LCOE w zależności od tego, czy inwestor ponosi koszty przyłączenia MFW do sieci elektroenergetycznej. Koszty przyłącza nie leżą po stronie inwestora np. w Niemczech i Holandii.Koszt kapitału jest jednym z ważniejszych czynników wpływających na wysokość LCOE. Jego obniżenie o 4 p.p. powoduje **spadek kosztu wytwarzania energii o ok. 30%**Analizy przygotowane przez NREL oraz brytyjski BEIS („2018 Cost of Wind Energy Review”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), grudzień 2019; „Electricity generation cost 2020”, Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), sierpień 2020) wskazują, że w wyniku szybkiego rozwoju technologii, LCOE z morskich farm wiatrowych w najbliższej dekadzie będzie dynamicznie spadać.W raporcie przygotowanym na zlecenie U.S. Department of Energy przedstawiono spadek LCOE o 43% w latach 2018-2030.Wykres 3. LCOE dla morskich farm wiatrowych wg NRELNa redukcję CAPEXu wpływa przede wszystkim korzyść skali, wyższa produkcja energii elektrycznej (AEP) wynika ze zwiększenia dostępności i zmniejszenia strat, a wydatki na OPEX obniża poprawa strategii w zakresie O&M.Przyjęta jako projekt referencyjny morska elektrownia wiatrowa składa się ze 109 turbin o mocy 5,5 MW (razem 600 MW) i będzie działać przez 25 lat. Turbiny znajdują się 50 km od brzegu na wodach o głębokości 34 metrów. Koszty są modelowane w narzędziu NREL Offshore Regional Cost Analyzer (ORCA) dla tysięcy potencjalnych przybrzeżnych lokalizacji wiatrowych na głównych obszarach przybrzeżnych USA. Charakterystyka pracy oraz koszty projektu referencyjnego (klasa turbin o największej liczbie zgromadzonych doświadczeń eksploatacyjnych) wykorzystywane w ORCA są bazą do prognozowania wzrostu efektywności oraz spadku kosztów przyszłych projektów z uwzględnieniem spodziewanego rozwoju technologii w zakresie urządzeń oraz systemów zarządzania eksploatacją MFW, jak również rozwoju łańcuchów dostaw. Opracowane na podstawie tego modelu prognozy uwzględniają wzrost mocy jednostkowej turbin do 12 MW w okolicach roku 2027 i 15 MW w okolicach roku 2030. Brytyjski BEIS po czterech latach zredukował swoją prognozę LCOE przedstawioną w 2016 r. na lata 2025 i 2030 o 50%Wykres 4. LCOE dla morskich farm wiatrowych wg BEISW przypadku morskiej energetyki wiatrowej obniżenie LCOE wynika w dużym stopniu z szybkiego i znaczącego rozwoju technologii m.in. w zakresie wzrostu mocy pojedynczej turbiny.Na spadek kosztów wytwarzania energii wpłynęło także obniżenie wymaganej stopy zwrotu dla technologii offshore wind, którą w raporcie z 2020 r. przyjęto na poziomie 6,3%, natomiast w 2016 r. 8,9% (pre-tax real). Wyniki ostatnich aukcji morskich farm wiatrowych przeprowadzonych w czterech europejskich krajach wskazują na duże zróżnicowanie w zakresie cen wykonania zwycięskich projektów.**Niemcy:** Na przeprowadzonych w Niemczech w 2017 r. i 2018 r. aukcjach offshore wind pojawiły się oferty na realizację projektów bez ceny gwarantowanej. Inwestorzy, którzy zdecydowali się na złożenie takich ofert liczą, że ich inwestycje będą opłacalne w oparciu o przyszłe ceny rynkowe dzięki wykorzystaniu efektu synergii z pobliskimi farmami wiatrowymi oraz postępowi technologicznemu, który pozwoli obniżyć koszty. W Niemczech koszty przyłącza ponosi operator systemu przesyłowego. Inwestorzy w Niemczech nie ponoszą kosztu przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej.Podsumowanie pierwszej aukcji offshore wind z 2017 roku:* Spośród czterech zwycięskich projektów o łącznej mocy 1,49 GW trzy będą realizowane bez subsydiów
* Wykonawca czwartego projektu o mocy 110 MW zaproponował cenę wykonania w wysokości 60 EUR/MWh (inwestor przez 20 lat otrzyma wsparcie w wysokości różnicy pomiędzy ceną rynkową, a swoją ceną wykonania)
* Dopuszczalna cena maksymalna wynosiła 120 EUR/MWh
* Projekty zostaną zrealizowane w latach 2023-2025

Podsumowanie drugiej aukcji offshore wind z 2018 roku:* Spośród sześciu zwycięskich projektów o łącznej mocy 1,61 GW dwa będą realizowane bez subsydiów
* Z najwyższą cenę wykonania w wysokości 98,3 EUR/MWh zrealizowany zostanie projekt o mocy 131,75 MW
* Dopuszczalna cena maksymalna wynosiła 100 EUR/MWh
* Projekty zostaną zrealizowane w latach 2021-2025

**Holandia**Inwestorzy w Holandii nie ponoszą kosztu przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej.* Trzy ostatnie aukcje na wybór wykonawców projektów Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone, Sites I and II, Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone, Sites III and IV oraz Hollandse Kust (noord) Wind Farm Zone, Site V o łącznej mocy 2,2 GW odbyły się w formule bez subsydiów. Z sukcesem znaleziono zainteresowanych inwestorów
* Projekty będą zrealizowane w latach 2022-2024.

Na bazie wyników pierwszej aukcji morskich farm wiatrowych w Niemczech, rząd Holandii zdecydował się zmienić zasady swoich aukcji morskich farm wiatrowych i wprowadził możliwość zgłaszania w pierwszej kolejności ofert bez wsparcia. Pierwsza farma wiatrowa bez wsparcia w Holandii ma powstać wcześniej niż w Niemczech.**Dania*** W przypadku projektu Kriegers Flak przyłączenie farmy wiatrowej do sieci leży po stronie OSP. Koszt przyłączy w projekcie Nearshore wind farm ponosi inwestor. Ostatnie aukcje na wybór wykonawców dwóch projektów morskich farm wiatrowych - Kriegers Flak i Nearshore wind farms odbyły się w 2016 roku. Wykonawca projektu Kriegers Flak o mocy ok. 600 MW zaoferował cenę wykonania w wysokości 37,2 øre/kWh (ok. 50 EUR/MWh). Projekt będzie zakończony 2021 roku. W ramach projektu Nearshore wind farm zwycięzca przetargu zbuduje dwie farmy wiatrowe o łącznej mocy ok. 350 MW. Zaoferowana przez niego cena wykonania to 47,5 øre/kWh (ok. 64 EUR/MWh). Dopuszczalna cena maksymalna wynosiła 70 øre/kWh (ok. 90 EUR/MWh). Obecnie zakończenie projektu planowane jest na 2023 r.
* Zwycięzcy aukcji otrzymają wsparcie dla 50 000 godzin pracy instalacji z pełnym obciążeniem.

**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 ramach ostatniej aukcji, która odbyła się w 2019 roku wybrano wykonawców, którzy w latach 2023/2024 i 2024/2025 zrealizują projekty o łącznej mocy 5466 MW. Cena wykonania dla projektów, których ukończenie planowane jest na lata 2023/2024 wyniosła 39,65 GBP/MWh w cenach na 2012 rok (44,95 GBP/MWh w cenach na 2019 r., tj. ok. 51,3 EUR/MWh). Dopuszczalna cena maksymalna wynosiła 56 GBP/MWh w cenach na 2012 rok.
* Cena wykonania dla projektów, których ukończenie planowane jest na lata 2024/2025 wyniosła 41,611 GBP/MWh w cenach na 2012 rok (47,18 GBP/MWh w cenach na 2019 r., tj. ok. 53,8 EUR/MWh). Dopuszczalna cena maksymalna wynosiła 53 GBP/MWh w cenach na 2012 rok.
* System wsparcia obowiązuje zwycięzców aukcji przez 15 lat

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.Na przeprowadzonych w Niemczech w 2017 r. i 2018 r. aukcjach offshore wind pojawiły się oferty na realizację projektów bez ceny gwarantowanej. Inwestorzy, którzy zdecydowali się na złożenie takich ofert liczą, że ich inwestycje będą opłacalne w oparciu o przyszłe ceny rynkowe dzięki wykorzystaniu efektu synergii z pobliskimi farmami wiatrowymi oraz postępowi technologicznemu, który pozwoli obniżyć koszty. W Niemczech koszty przyłącza ponosi operator systemu przesyłowego. Na bazie wyników pierwszej aukcji morskich farm wiatrowych w Niemczech, rząd Holandii zdecydował się zmienić zasady swoich aukcji morskich farm wiatrowych i wprowadził możliwość zgłaszania w pierwszej kolejności ofert bez wsparcia. Pierwsza farma wiatrowa bez wsparcia w Holandii ma powstać wcześniej niż w Niemczech. Komisja Europejska w swoim raporcie „Study on Baltic Offshore Wind Energy Cooperation Under BEMIP – European Commission” (2019) przewiduje ceny rzędu 53-55 EUR MWh dla polskiego rynku morskiej energetyki wiatrowej w 2030 roku. W 2019 r. Komisja Europejska (DG ENER), przedstawiła kompleksową analizę morskich farm wiatrowych na Bałtyku w ramach grupy BEMIP. Rezultaty analizy wskazują na możliwość osiągnięcia w 2030 roku kosztu wytworzenia energii z **polskich MFW między 53 a 55 EUR/MWh,** uwzględniając koszt przyłącza(według autorów analiz wynoszący około 1,6 EUR MWh) oraz 5% real WACC.Ceny dla morskiej energetyki wiatrowej są bardzo zróżnicowane, zależą od wielu czynników i różnią się względem różnych rynków. Dodatkowo opracowania branżowe wskazują, że projekty na nowych rynkach będą wymagały nieznacznie wyższego 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 ceny maksymalne funkcjonowały w systemach aukcyjnych mających na celu zachowanie konkurencji oraz optymalizację kosztową portfolio realizowanych projektów. Mając na uwadze, że I faza wsparcia morskich farm wiatrowych w Polsce bazuje na indywidualnych decyzjach administracyjnych, pomijając mechanizmy konkurencyjne mające na celu optymalizację kosztu rozwoju sektora, cena maksymalna wyznaczona została na podstawie uśrednionych warunków inwestycyjnych projektów realizowanych w tej fazie. |
| 1. **Podmioty, na które oddziałuje projekt**
 |
| Grupa | Wielkość | Źródło danych  | Oddziaływanie |
| Przedsiębiorcy (potencjalni wytwórcy energii elektrycznej z morskich elektrowni wiatrowych) | Kilka | Szacunki własne, ocena skutków regulacji ustawy o promowaniu wytwarzania energii w morskich elektrowniach wiatrowych. | Przedsiębiorcy (wytwórcy) zainteresowani przystąpieniem do I fazy systemu wsparcia i uzyskaniem prawa do pokrycia ujemnego salda w drodze decyzji prezesa URE |
| Odbiorcy końcowi energii elektrycznej | 17,6 mln | URE | System wsparcia będzie powodował przepływy finansowe w kierunku inwestorów budujących morskie farmy wiatrowe, które pokrywane będą w ramach opłaty OZE popieranej na rzecz finansowania rozwoju odnawialnych źródeł energii. 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 – 2 mln
* Liczba małych przedsiębiorstw – 54 tys.
* Liczba średnich przedsiębiorstw – 15 tys.
 | Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości – „*Raport o stanie sektora małych i średnich przedsiębiorstw w Polsce*” | Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, możliwość rozwoju sektora przemysłu związanego z budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych.Dostęp do dużych ilości energii ze źródeł odnawialnych na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej. |
| duże przedsiębiorstwa | 3,6 tys. | Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości – „*Raport o stanie sektora małych i średnich przedsiębiorstw w Polsce*” | Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, możliwość rozwoju sektora przemysłu związanego z budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych. Dostęp do dużych ilości energii ze źródeł odnawialnych na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej. |
| PSE S.A. | 1 |  ocena skutków regulacji ustawy o promowaniu wytwarzania energii w morskich farmach wiatrowych | Nałożenie nowych obowiązków związanych z funkcjonowaniem nowego mechanizmu wsparcia morskich farm wiatrowych, a także konieczność zintensyfikowania prac związanych z rozbudową sieci elektroenergetycznej niezbędną na potrzeby przyłączenia morskich farm wiatrowych. |
| Zarządca rozliczeń  | 1  | ocena skutków regulacji ustawy o promowaniu wytwarzania energii w morskich farmach wiatrowych | Nałożenie nowych obowiązków związanych z funkcjonowaniem nowego mechanizmu wsparcia morskich farm wiatrowych, w tym w zakresie rozliczania ujemnego salda wobec nowych podmiotów (w związku z niewielką liczbą podmiotów, które będą obsługiwane w ramach nowego mechanizmu wsparcia, obciążenie to nie powinno być istotne – w odniesieniu do funkcjonującego mechanizmu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii) |
| 1. **Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**
 |
| Metodyka wyliczenia ceny maksymalnej była przedmiotem prac Zespołu do spraw przygotowania metodyki wyliczenia ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia salda ujemnego.Zgodnie z ustawą projekt rozporządzenia wymaga również zasięgnięcia opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych.Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji. Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, 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;
3. Baltic Trade and Invest;
4. Bank Gospodarstwa Krajowego;
5. Enea;
6. Equinor;
7. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
8. Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
9. Krajowa Izba Gospodarcza;
10. Krajowa Izba Gospodarki Morskiej;
11. Northland Power;
12. Ocean Winds;
13. Ørsted;
14. PGE Baltic;
15. PGE;
16. PKN ORLEN;
17. Polenergia;
18. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
19. Polski Fundusz Rozwoju.;
20. Polski Komitet Energii Elektrycznej;
21. Polskie Sieci Elektroenergetyczne;
22. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
23. Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej;
24. RWE;
25. Sea Wind;
26. Stowarzyszenie Branży Elektroenergetycznej;
27. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
28. Synthos Green Energy;
29. Tauron;
30. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
31. Towarzystwo Obrotu Energią;
32. Vattenfall Poland;
33. Zarządca Rozliczeń
34. Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania następującym podmiotom:1. Pełnomocnik Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej;
2. Prokuratoria Generalna;
3. Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
4. Urząd Regulacji Energetyki.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe. Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. 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. 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, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS. Projekt rozporządzenia nie 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 opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.  |
| 1. **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  | Nie dotyczy - z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia oraz jego finansowanie, które nie obciąża sektora finansów publicznych. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Rozporządzenie wskazuje wysokość ceny, która jest kluczowym elementem systemu wsparcia oraz istotnym sygnałem dla inwestorów.  |
| 1. **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 ceny maksymalnej w I fazie systemu wsparcia. |
| sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny maksymalnej w I fazie systemu wsparcia. |
| rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe  | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny maksymalnej w I fazie systemu wsparcia. |
| osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny maksymalnej w I 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 ceny maksymalnej w I 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. |
| 1. **Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**
 |
| [x]  nie dotyczy |
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | [ ]  tak[ ]  nie[x]  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[x]  nie dotyczy |
| Komentarz: brak |
| 1. **Wpływ na rynek pracy**
 |
| Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy o morskich farmach wiatrowych. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na rynek pracy został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy. |
| 1. **Wpływ na pozostałe obszary**
 |
| [ ]  środowisko naturalne[ ]  sytuacja i rozwój regionalny[ ]  inne: … | [ ]  demografia[ ]  mienie państwowe | [ ]  informatyzacja[ ]  zdrowie |
| Omówienie wpływu | Nie dotyczy |
| 1. **Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**
 |
| Projektowana regulacja będzie obowiązywała od 2021 roku, wejdzie w życie w dniu ogłoszenia. |
| 1. **W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?**
 |
| Projekt rozporządzenia wpłynie na podaż projektów oraz osiągnięcie celów zakładanych w przyjętej Polityce energetycznej Polski do 2040 r. (cel 5,9 GW do 2030 roku i 11 GW do 2040 roku). W kontekście wysokości wsparcia, jakie może zostać udzielone wytwórcom energii z morskich farm wiatrowych, należy zauważyć, że zasady ustalania ceny kontraktu różnicowego dla pierwszej fazy systemu wsparcia określone w ustawie oznaczają, że na czterech poziomach będzie dochodziło do weryfikacji ceny kontraktu (czyli ceny energii dla odbiorcy końcowego):**Poziom pierwszy**: cena ustalona w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska – będzie to cena maksymalna, której żaden z projektów nie będzie mógł przekroczyć. Wsparcie z tą ceną musi zostać formalnie przyznane do 30 czerwca 2020 r. – po tej dacie nie będzie można już przydzielać wsparcia w procedurze administracyjnej, będą musiały być przeprowadzone aukcje.**Poziom drugi**: cena ustalona w trakcie indywidualnej notyfikacji projektów w Komisji Europejskiej. Każdy projekt będzie podlegał notyfikacji w Komisji Europejskiej w zakresie zatwierdzenia poziomu wsparcia – inwestor będzie musiał obligatoryjnie wystąpić w tej sprawie z wnioskiem do KE. Spodziewane jest bardzo szczegółowe sprawdzanie przez Komisję Europejską założeń projektowych, tak aby nie doszło do zawyżenia ceny i uzyskania nadwsparcia.**Poziom trzeci**: weryfikacja ceny przez Prezesa URE - ustawa wprowadza mechanizm, zgodnie z którym cena zweryfikowana i zaakceptowana przez Komisję Europejską może ulec obniżeniu przez Prezesa URE (wyłącznie obniżeniu, bez możliwości jej podwyższenia).**Poziom czwarty**: mechanizm weryfikacji przed finalną decyzją inwestycyjną. Pomiędzy indywidualną notyfikacją projektu wraz z zatwierdzeniem przez Prezesa URE, a podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej może minąć nawet dwa-trzy lata (czas potrzebny na skompletowanie dokumentacji projektowej, uzyskanie pozwolenia na budowę, przeprowadzenia przetargów na wykonawstwo), a sektor morskiej energetyki wiatrowej dynamicznie się rozwija (przez co spadają koszty tych inwestycji). Z tego względu Komisja Europejska w procesie pre-notyfikacji ustawy wprowadziła mechanizm, w którym każdy projekt przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej i rozpoczęciem budowy będzie musiał jeszcze raz zwrócić się do Prezesa URE o ostateczne zatwierdzenie ceny, a Prezes URE będzie weryfikował, czy założenia projektowe nie zmieniły się na tyle, by cenę można było obniżyć (zmiana ceny wyłącznie w dół). |
| 1. **Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)**
 |
| Brak |