Projekt z 14.08.2024

**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, maksymalnej ceny w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców (dalej: „cena maksymalna”).

Przedmiotowe rozporządzenie określa cenę maksymalną za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci, w ramach II fazy systemu wsparcia. W celu zapewnienia lepszej komunikatywności tytułu projektowanego rozporządzenia oraz wewnętrznej spójności aktu, w tytule oraz w § 1 zdecydowano się doprecyzować, że dotyczy ono ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci, mimo że samo upoważnienie określa ten zakres w formie skróconej.

Przy ustalaniu ceny maksymalnej 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 ceny maksymalnej 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 ceny maksymalnej 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 (dalej także: „MFW”) jest niezwykle istotna dla spełniania zobowiązań Polski wynikających z unijnej polityki energetyczno - klimatycznej.

Do wyliczenia ceny maksymalnej 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 ograniczający 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 dojrzalsza 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 i OVN przyłącza oraz OPEX.

**Do obliczenia ceny maksymalnej, na podstawie dostępnych danych, przyjęto następujące parametry techniczne oraz wskaźniki dla referencyjnej morskiej farmy wiatrowej:**

– odległość od brzegu **–** **80 km**,

– głębokość **–** **36 m**,

– współczynnik wykorzystania mocy **–** **45,7%**,

– średnia moc morskiej farmy wiatrowej – **1000 MW**,

– prędkość wiatru (wpływa na produktywność projektu) – **9,46 m/s na wysokości 100 m**,

– rok uruchomienia referencyjnej morskiej farmy wiatrowej – **2032** (rozpoczęcie eksploatacji MFW 7 lat po wygraniu pierwszej aukcji),

– techniczny czas życia i okres amortyzacji – **25 lat**,

– kurs euro NBP średnia z 2021 r. – **4,57 PLN/EUR**,

– kurs dolara NBP średnia z 2021 r. – **3,86 PLN/USD**,

– koszty bilansowania – **2 PLN/MWh**.

Aby odzwierciedlić polskie warunki rozwoju morskich farm wiatrowych wszystkie wskaźniki techniczne i ekonomiczne ustandaryzowano, stosując parametry techniczne lokalizacji referencyjnej.

Na potrzeby zachowania porównywalności wyników, jako referencyjne uśrednione parametry techniczne, a także nakłady na rozwój projektu (DEVEX), koszty inwestycyjne (CAPEX), OPEX oraz koszty likwidacji (DECEX) wykorzystano dane z raportu National Renewable Energy Laboratory (NREL) - *Annual Technology Baseline 2023*. Przyjęto dane dla scenariusza pośredniego (*Moderate*) i klas technologii najbardziej zbliżonych do warunków projektów, które będą zrealizowane w ramach II fazy systemu wsparcia.

Należy podkreślić, że każdy projekt morskiej farmy wiatrowej ma swoją specyfikę. Do aukcji będą przystępować projekty z trzech Ławic: Środkowej, Słupskiej oraz Odrzanej. Ławice te znajdują się w różnych odległościach od brzegu, od 22 km do ok. 90 km oraz charakteryzują się dużo większym zróżnicowaniem głębokości. Dodatkowo, morska energetyka wiatrowa (dalej także: „offshore wind”) jest obecnie jednym z najbardziej rozwijających się sektorów produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej. Dlatego wiele państw nadbałtyckich jest obecnie w fazie rozwoju offshore wind na Morzu Bałtyckim. Duże zagęszczenie morskich farm wiatrowych powoduje tzw. „wake effect”, czyli zmniejszenie prędkości wiatru wzajemnym oddziaływaniem turbin, co finalnie przekłada się na mniejszą produktywność morskiej farmy wiatrowej. Zainteresowanie technologią offshore wind wpłynęło również na zwiększenie popytu w stosunku do podaży, co spowodowało wzrost cen komponentów powyżej poziomu inflacji.

Proces modelowania wymagał opracowania kluczowych założeń na bazie uznanych benchmarków oraz dostosowanie ich do polskich warunków rynku morskich farm wiatrowych:

**1) wskaźniki referencyjne:**

* wskaźniki techniczno-ekonomiczne: NREL *Annual Technology Baseline 2023*,
* wskaźniki technologiczne – prognozy rozwoju technologii, łańcucha dostaw i rynku offshore („Moderate Technology Innovation Scenario” zawarty w raporcie NREL *Annual Technology Baseline 2023*), zakładające wykorzystanie turbin o mocy znamionowej 15 MW w okolicach 2030 r.;

**2) wskaźniki dla Polski – skorygowane:**

* obliczenia uwzględniały prognozę przepływów pieniężnych referencyjnej farmy wiatrowej wyrażonych w wartościach nominalnych,
* wartość ceny referencyjnej wyrażona w cenach stałych z 2021 r. zrewaloryzowana o wskaźnik inflacji w strefie EUR 1,1738 na 2025 r., czyli rok w którym zostanie przeprowadzona pierwsza aukcja.

Należy podkreślić, że obecnie w Polsce nie ma jeszcze żadnej wybudowanej morskiej farmy wiatrowej. Stąd przyjęcie wskaźnika inflacji w strefie PLN nie odzwierciedlałoby sytuacji związanej ze zmianą nakładów inwestycyjnych. Konieczne zatem było uwzględnienie doświadczeń państw, w których zostały oddane do użytku morskie famy wiatrowe.

Przy pomocy metod statystycznych (regresji liniowej) uwzględniono charakterystyczne dla projektów II fazy prędkości wiatru, odległości farmy od brzegu i głębokości dna morskiego. Dodatkowo, na podstawie krzywych uczenia i wyznaczonych zależności regresji liniowej wykreślono ścieżki nakładów inwestycyjnych na morską farmę wiatrową i przyłącze oraz kosztów operacyjnych w warunkach polskich. Wykorzystane krzywe uczenia uwzględniły rozwój technologii wytwarzania, co spowodowało spadek kosztów CAPEX i OPEX. Mając na uwadze przyjęte założenie wyznaczenia ceny maksymalnej na rok uruchomienia referencyjnej morskiej farmy wiatrowej (tj. 2032 r.) zaproponowane poniżej koszty operacyjne oraz koszty inwestycyjne, zostały obniżone zgodnie z krzywą uczenia.

Biorąc pod uwagę duże prawdopodobieństwo zaistnienia „wake effect” przyjęto współczynnik wykorzystania mocy na poziomie 45,7%, który został wskazany w raporcie NREL *Annual Technology Baseline 2023*. Dla tego parametru zdecydowano się nie uwzględniać krzywej uczenia.

Należy zauważyć, że wskazane koszty operacyjne i inwestycyjne w raporcie NREL *Annual Technology Baseline 2023* dotyczą danych z 2022 r., jednak zostały one podane w walucie USD z 2021 r., dlatego dokonano przewalutowania z USD na PLN.

**Koszty operacyjne** oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórcy będą korzystać z prawa do pokrycia ujemnego salda wynoszą:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | jednostka | wartość |
| OPEX | kPLN’2024/MW/rok | 462 |

Jako OPEX wzięto pod uwagę koszty serwisowania, remontów (w tym wymiany zużytych elementów), opłaty (w tym koszty prawne i podatki, inne niż niżej wymienione), koszty pracy, ubezpieczeń, dzierżawy, zarządzania projektem.

Składowe zaprezentowane poniżej nie zawierają się w powyższych parametrach. Stanowią one koszty dodatkowe poza kosztami eksploatacji, serwisów i remontów:

* opłata od wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (składnik opłaty koncesyjnej),
* opłata za pozwolenie na wznoszenie sztucznych wysp (PSZW) – całkowita opłata za PSZW liczona jako 1% prognozowanej wielkości nakładów inwestycyjnych. W zakres OPEX wchodzą III i IV rata opłaty za PSZW ponoszone po rozpoczęciu eksploatacji MFW, obejmujące razem 60% całkowitej opłaty,
* koszty bilansowania – 2 PLN/MWh,
* koszty amortyzacji *–* przyjęto metodę amortyzacji liniowej; stała wartość rocznej stawki amortyzacyjnej jest równa skumulowanym nakładom inwestycyjnym projektu podzielonym przez okres amortyzacji podatkowej wyrażony w latach.

**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 wynoszą:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | jednostka | wartość |
| CAPEX (+DEVEX +przyłącze) | kPLN’2024/MW | 18 679 |
| DECEX | kPLN’2024/MW | 480 |

W ramach CAPEX uwzględniono zarówno koszt morskiej farmy wiatrowej, jak i wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej, w tym nakłady na: stacje elektroenergetyczne morskie i lądowe, kable (w tym kable eksportowe, wewnętrzne, ewentualne kable między stacjami na morzu), turbiny, fundamenty oraz instalację ww. komponentów morskiej farmy wiatrowej oraz wyprowadzenia mocy, a także koszt przygotowania projektu.

W CAPEX nie zawierają się i stanowią koszty dodatkowe:

* **opłata za PSZW** – całkowita opłata za PSZW liczona jako 1% prognozowanej wielkości nakładów inwestycyjnych. W zakres CAPEX wchodzą I i II rata opłaty za PSZW ponoszone przed rozpoczęciem eksploatacji MFW, obejmujące razem 40% całkowitej opłaty;
* **opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej elektroenergetycznej** - opłata za przyłączenie w wysokości stanowiącej równowartość rzeczywistych nakładów operatora na przyłączenie określona w warunkach umowy o przyłączenie między wytwórcą a Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A.

Istotnym elementem wpływającym na ostateczny koszt inwestycji, które mają być realizowane w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego, wyróżniającym polskie projekty od tych realizowanych w Europie Zachodniej, jest m.in. odpowiedzialność za budowę przyłącza i wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych. Istnieje także duże zróżnicowanie pomiędzy poszczególnymi rozwijanymi obecnie projektami morskich farm wiatrowych w Polsce. Morska energetyka wiatrowa charakteryzuje się dużą zależnością od zmienności głębokości oraz odległości poszczególnych projektów od brzegu. Wpływa to bezpośrednio na długość kabla eksportowego oraz rodzaje fundamentów wykorzystywanych zarówno dla turbin wiatrowych jak i dla stacji elektroenergetycznych.

**Uzasadniony zwrot z kapitału** zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej wynosi:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | jednostka | WACC |
| Pre-tax WACC | % | 10,0 |
| Post-tax WACC | % | 8,10 |

Przy wyznaczeniu WACC (średnioważony koszt kapitału) wzięto pod uwagę standardowe parametry pozwalające na wyznaczenie tego wskaźnika, takie jak: zdelewarowany wskaźnik beta (odzwierciedla ryzyko operacyjne danej branży), lewarowany wskaźnik beta (odzwierciedla zarówno ryzyko operacyjne, jak i ryzyko finansowe), strukturę finansowania, stopę wolną od ryzyka, premię za ryzyko rynkowe, marżę kapitału obcego, itp. Przy ustalaniu wartości tych parametrów korzystano z uznanych źródeł w sektorze energetycznym, głównie energetyki odnawialnej, w tym m.in. NREL *Annual Technology Baseline 2023*, prognozy Urzędu Regulacji Energetyki oraz Narodowego Centrum Analiz Energetycznych, dane NBP, a także dane pozyskane z Polskiego Funduszu Rozwoju i Banku Gospodarstwa Krajowego.

WACC jest kluczowym wskaźnikiem determinującym wysokość wsparcia. Zmiana WACC o 1 punkt procentowy (p.p.) przynosi zmianę ceny maksymalnej o około 30-40 PLN/MWh (7-9 EUR/MWh).

Założono, że sytuacja makroekonomiczna ustabilizuje się po 2025 r., w związku z czym inflacja będzie stała (2,5% r/r CPI) zarówno w strefie PLN, jak i EUR. Jest to również ogólnie stosowana praktyka, gdzie w średniej i dalekiej przyszłości nie zakłada się szoków i kryzysowych sytuacji wpływających na założenia makroekonomiczne.

Okres amortyzacji – okres amortyzacji podatkowej i księgowej równy zakładanemu okresowi eksploatacji majątku trwałego, tj. 25 lat, oraz zgodny z okresem wsparcia określonym w ustawie.

Mając na uwadze powyższe, w projekcie rozporządzenia proponuje się, aby cena maksymalna wynosiła **471,83 PLN/MWh.**

**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, 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. z 2022 r. poz. 1257) weszło w życie 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 2022 r. poz. 348).