POLSKIE STOWARZYSZENIE
ENERGETYKI WIATROWEJ

Warszawa, 22 lutego 2021 r.

Pan Michał Kurtyka
Minister Klimatu i Środowiska
ul. Wawelska 52/54
00-922 Warszawa

Dotyczy: Projektu rozporządzenia 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.

Szanowny Panie Ministrze,

W nawiązaniu do pisma z dnia 15 lutego 2021 r. (znak: DOZE-II.0220.15.2020.AM) oraz w związku z opublikowaniem w dniu 16 lutego br. projektu rozporządzenia 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 (dalej: „projekt"), poniżej przedstawiam uwagi Polskiego Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej do przedmiotowego dokumentu.

Na wstępie chciałbym zaznaczyć, iż cieszy nas szybkie tempo prac resortu klimatu i środowiska nad projektem, który ma kluczowe znaczenie dla projektów realizowanych w ramach pierwszej fazy wsparcia morskiej energetyki wiatrowej. Niemniej jednak w ocenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej zaproponowana w projekcie cena nie pozwala na realizację celu przyświecającego uchwaleniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (dalej: „ustawa"), wyrażonego również w uzasadnieniu projektu, zgodnie z którym zakładana w ustawie całkowita moc zainstalowana dla projektów realizowanych w ramach pierwszej fazy mechanizmu wsparcia na poziomie 5,9 GW odpowiada mocy z morskich farm wiatrowych oczekiwanych przez ustawodawcę do uruchomienia do 2030 r. Powyższe potwierdza zawarta w art. 25 ust. 1 ustawy norma, zgodnie z którą „cenę maksymalną, o której mowa w ust. 2, ustala się na poziomie umożliwiającym realizację inwestycji w zakresie budowy morskich farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej, o której mowa w art. 14 ust. 1" (tj. 5900 MW).

Dodatkowo konieczność realizacji wszystkich projektów o łącznej mocy 5,9 GW potwierdza również przyjęta w dniu 2 lutego br. przez Radę Ministrów Polityka Energetyczna Polski do

2040 r. Uzasadnienie słusznie wskazuje, że terminowa realizacja inwestycji w morskie farmy wiatrowe jest również niezwykle istotna dla spełniania zobowiązań Polski wynikających z unijnej polityki energetyczno-klimatycznej.

Ambicje te mogą zostać jednak spełnione wyłącznie w przypadku **pełnej realizacji wszystkich projektów uprawnionych do uczestnictwa w I fazie mechanizmu wsparcia**, co możliwe będzie jedynie w przypadku prawidłowo wyznaczonej ceny maksymalnej dla tych projektów. Słuszne jest zatem wskazanie, że nieprawidłowo wyliczona cena maksymalna może uniemożliwić lub znacząco opóźnić rozwój sektora morskiej energetyki wiatrowej.

Tymczasem określona w projekcie cena maksymalna, jak wskazuje opisana w uzasadnieniu do projektu metodyka jej ustalania, nie ma charakteru ceny maksymalnej, pozwalającej na realizację wszystkich projektów uprawnionych do uczestnictwa w pierwszej fazie systemu wsparcia, a jest raczej ceną uśrednioną, która z natury rzeczy wyklucza efektywne wsparcie dla projektów o mniej korzystnych od średniej parametrach ekonomicznych oraz o mniej korzystnych od średniej uwarunkowaniach technicznych (czyli projektów o najwyższym LCOE). Projektodawca w uzasadnieniu wyraźnie wskazuje, że „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 wykorzystano uśrednione parametry techniczne z raportu z listopada 2019 roku („Economic analysis in the field of offshore wind energy- LCOE and CfD analysis & results. Analitics report”)”. Przyjęcie ceny maksymalnej na poziomie średnim jest sprzeczne z wyrażonym wprost przez ustawodawcę założeniem, że cena ta ma umożliwiać realizację inwestycji o łącznej mocy 5900 MW. Tak ustalona cena maksymalna pozwoli wyłącznie na realizację projektów, których koszty zbliżone są do przyjętych średnich, co w konsekwencji doprowadzi do braku realizacji celów zawartych w ww. strategicznych dokumentach, w których wyraźnie podkreślona jest rola morskiej energetyki wiatrowej w realizacji zeroemisyjnej transformacji energetyki.

Zaznaczamy przy tym, że system wsparcia został skonstruowany w sposób, w którym poziom wsparcia jest badany nie tylko przez organy krajowe, ale również przez Komisję Europejską, która wydaje indywidualne decyzje o zgodności udzielonej pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym. Komisja Europejska w każdorazowej decyzji o zatwierdzeniu indywidualnego wsparcia określa także dopuszczalną kwotę wsparcia dla danego projektu. Dopiero po potwierdzeniu przez KE zgodności pomocy udzielonej dla danego projektu ze wspólnym

rynkiem, Prezes URE wydaje drugą decyzję, w której to ustala ostateczną, indywidualną dla każdego inwestora cenę wsparcia. Tak skonstruowany mechanizm monitorowania poziomu ceny daje gwarancję, że finalna cena ustalona w ramach drugiej decyzji Prezesa URE nie będzie prowadziła do nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych.

Podsumowując, przyjęcie projektu w proponowanym kształcie nie pozwoli na oczekiwany przez ustawodawcę rozwój sektora morskiej energetyki wiatrowej, z uwagi na fakt, iż realizacja projektów o odmiennych od standardowych parametrach nie będzie uzasadniona ekonomicznie, a system wsparcia nie zapewni wymaganego efektu zachęty.

Poniżej przedstawiam szczegółowe odniesienie się do przyjętych przez projektodawcę założeń, które posłużyły do ustalenia w § 2 projektu ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będąca podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda, na poziomie 301,5 zł/MWh.

1. Koszty bilansowania

W uzasadnieniu do rozporządzenia wskazano, że w metodyce ustalania ceny maksymalnej przyjęto koszty bilansowania na poziomie 0 zł/MWh. Koszt bilansowania jest jednak nieodzownym składnikiem każdej umowy na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, zawieranej ze sprzedawcą, który pełni w imieniu wytwórcy funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie. Koszt ten nie jest przy tym uzależniony od poziomu odchyleń wytwórcy od zakładanego grafiku pracy. W ramach kontraktów pomiędzy wytwórcą z OZE, a sprzedawcą energii, wyznaczana jest cena za produkcję 1 MWh energii elektrycznej z odnawialnego źródła, bez względu na to, na jakim rynku energię tę sprzeda dalej sprzedawca. Z perspektywy przychodów wytwórcy istotny jest wyłącznie wolumen produkcji energii i jej cena ustalona w umowie ze sprzedawcą. Sprzedawca natomiast w ramach tej umowy bierze na siebie odpowiedzialność za grafikowanie produkcji źródła odnawialnego, ponosząc ryzyko z tym związane, i na podstawie tych grafików (predykcji) sprzedaje planowaną do wyprodukowania energię odbiorcom.

Ryzyko przyjęte przez sprzedawcę znajduje odzwierciedlenie w cenie uzyskiwanej przez wytwórcę. Ze względu bowiem na brak możliwości grafikowania energii z odnawialnych źródeł ze stuprocentową dokładnością, po stronie sprzedawcy mogą nastąpić odchylenia względem grafiku pracy, jaki został dla niego przyjęty. W takich przypadkach dochodzi do

konieczności zakupu przez sprzedawcę niedoboru lub sprzedaży nadwyżki energii elektrycznej na rynku bilansującym. W przypadku odchylenia w dół (niedoboru generacji), Sprzedawca bierze zatem na siebie ryzyko, że cena, którą zapłaci wytwórcy z OZE (cena z umowy z wytwórcą z OZE) będzie wyższa niż łącznie otrzymane dochody za tę energię, ze względu na konieczność zakupu części energii na rynku bilansującym. Z kolei w przypadku odchylenia w górę, Sprzedawca bierze na siebie ryzyko różnicy pomiędzy ceną kontraktową (z umowy z wytwórcą z OZE) oraz ceną na rynku bilansującym (może być niższa niż cena giełdowa lub cena z kontraktu z wytwórcą), po której musi odsprzedać tę nadwyżkę. Wskazane ryzyka są wyceniane na etapie kontraktowana i efektywnie ponoszone przez wytwórcę.

Zatem z perspektywy wytwórcy to właśnie opisane powyżej ryzyka są przedmiotem opłaty bilansującej, a nie faktyczne odchylenia od zakładanych grafików produkcji (te mają bowiem bezpośrednie znaczenie wyłącznie dla sprzedawcy). Podsumowując, w cenie określonej w rozporządzeniu bezwzględnie należy uwzględnić koszt bilansowania zgodny ze stawkami obowiązującymi na rynku.

Doświadczenia inwestorów posiadających lądowe farmy wiatrowe wskazują, że koszty te kształtują się aktualnie na poziomie około 4 PLN/MWh. Należy przy tym zaznaczyć, że wprowadzane zmiany na rynku, tj. rozchylenie cenowe a także tzw. *scarcity pricing*, będą prawdopodobnie prowadzić do wzrostu kosztów bilansowania. Zgodnie natomiast z raportem EY z 8 listopada 2019 r. pt. *„Analiza ekonomiczna w zakresie morskiej energetyki wiatrowej (MEW) – analiza i wyniki dla LCOE i kontraktów różnicowych – Raport z wykonanych analiz”* koszty bilansowania morskich farm wiatrowych wynosić będą 12,30 PLN'2020/MWh).

Warto także zwrócić uwagę na brak spójności odnośnie przyjętych w projekcie założeń związanych z kosztami bilansowania handlowego z tymi zawartymi w Ocenie Skutków Regulacji do Rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 24 kwietnia 2020 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2020 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2020 r. (Dz. U. z 2020 r. poz. 798). W odniesieniu do instalacji odnawialnych źródeł energii wykorzystujących wyłącznie energię wiatru na morzu do wytwarzania energii elektrycznej wskazano, że koszty bilansowania handlowego w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej przyjęto na poziomie 35 000 zł/rok, (co przekłada się na ok. 9 PLN/MWh), co stanowiło jeden z czynników kalkulacji ceny referencyjnej. Proponowana zerowa stawka kosztów bilansowania handlowego stoi zatem w sprzeczności z dotychczas stosowaną metodyką kalkulowania maksymalnych cen dla instalacji OZE.

Uwzględnienie zatem kosztów bilansowania prowadzi do zwiększenia ceny maksymalnej od ok. 4 PLN/MWh do 12,30 PLN/MWh.

2. Niewłaściwe założenia dotyczące krzywej uczenia się

Uzasadnienie projektu wskazuje na przyjęcie agresywnej krzywej uczenia i istotny spadek kosztów inwestycyjnych w czasie, w ujęciu rok do roku. Wydaje się to nieuzasadnione, zwłaszcza na wskazanym w projekcie poziomie i w szczególności uwzględniając brak jakiegokolwiek rozwoju sektora i łańcucha dostaw, aby ten sektor efektywnie uruchomić i doprowadzić do stanu zaawansowania rynków jak np. rynek brytyjski, który istnieje od ponad dziesięciu lat. Ponadto, obecny stan rozwoju projektów morskich farm wiatrowych i ich kumulacja w czasie pozwala założyć, że proces kontraktacji w zakresie podstawowych urządzeń wytwórczych może odbywać się w zbliżonym okresie po uzyskaniu wsparcia. Oznacza to, że inwestorzy będą ponosić koszty zbliżone do wynikających z cen na dzisiejszym poziomie. Z uwagi na długotrwały proces inwestycyjny, konieczne jest zawieranie kontraktów możliwie szybko, co nie pozwala na oczekiwanie na spadek cen w perspektywie 2026 – 2027 roku. W konsekwencji nawet projekty uruchamiane później nie będą w pełni korzystać z obniżenia cen technologii.

3. Dane makroekonomiczne

Wskazujemy, że przedstawione w uzasadnieniu do projektu wskaźniki makroekonomiczne są niespójne. Otóż przyjęto założenie spadku kursu EUR/PLN do poziomu średniej z ostatnich 5 lat, tj. poziomu 4,31 EUR/PLN, ze względu na zniwelowanie efektu COVID-19. Podążając przedstawiona logiką spodziewać się powinniśmy również przełożenia pozytywnych bodźców (niwelowanie efektów COVID-19) na poziom inflacji. W celu utrzymania porównywalności danych, prawidłowym podejściem byłoby założenie, że inflacja również spadnie do poziomu średniej z ostatnich 5 lat, tj. 1,74%. Oczekiwanie wzrostu wartości pieniądza w Polsce (spadek kursu EUR/PLN z obecnie obserwowanego poziomu około 4,5 zł do 4,31 zł) jest sprzeczne z założeniem utrzymania poziomu inflacji znacznie powyżej średniej z ostatnich lat.

Zmiana taka powoduje wzrost ceny maksymalnej o około 27,62 PLN/MWh (tj. 6,24 EUR/MWh).

4. Przyjęcie ceny referencyjnej w cenach stałych PLN2020

Projektodawca wskazał w uzasadnieniu, że „wartość ceny referencyjnej wyrażona jest w cenach stałych PLN2020", pomimo, iż rozporządzenie zostanie przyjęte i wejdzie w życie w 2021 r. Dodatkowo, należy zauważyć, iż projektodawca nie wziął pod uwagę przewidzianego w ustawie, czasochłonnego procesu administracyjnego określania wsparcia (tj. decyzji o przyznaniu wsparcia określonej w art. 16 ustawy, indywidualnej notyfikacji na poziomie Komisji Europejskiej oraz decyzji Prezesa URE na podstawie art. 18 ustawy), w czasie którego cena maksymalna określona w projekcie nie podlega waloryzacji, w związku z czym nie będzie mogła przekroczyć tej wartości. Cena maksymalna ustalana w rozporządzeniu powinna zatem być odpowiednio wyższa, aby uwzględnić spodziewaną inflację do czasu uzyskania drugiej decyzji Prezesa URE (po notyfikacji).

5. Założenie odnośnie wyliczenia współczynnika wykorzystania mocy

W uzasadnienie do projektu przedstawiono informację o przyjętych parametrach technicznych dla referencyjnej morskiej farmy wiatrowej. Jednocześnie w uzasadnieniu pojawiają się informacje, które wskazują, że wartość współczynnika mocy została przyjęta w sposób odmienny, otóż:

a) obliczenie współczynnika wykorzystania mocy w oparciu o przepisy ustawy, określające maksymalną ilość energii objętej wsparciem (ilorazu 100 000 godzin w stosunku do iloczynu mocy zainstalowanej morskiej farmy wiatrowej i ilości godzin w okresie 25 lat) jest naszym zdaniem błędne. W art. 7 ust. 1 ustawy wskazano limit dla należnego wsparcia. Zatem siłą rzeczy odnosi się on do poziomu wykorzystania mocy, właściwego dla jednostek o najlepszych parametrach, gdyż projekty o parametrach technicznych poniżej średniej w okresie 25 lat nie będą w stanie wykorzystać ww. puli 100 tys. godzin. W sposób oczywisty wyliczony w ten sposób współczynnik nie jest zatem właściwy dla wyliczenia ceny maksymalnej, która powinna pozwolić na realizację morskiej farmy wiatrowej osiągających słabsze wskaźniki. Dodatkowo, należy zauważyć, iż projektodawca nie wziął pod uwagę możliwości wystąpienia okresu ujemnych cen energii elektrycznej, co zgodnie z art. 40 ustawy wyklucza możliwość otrzymania wsparcia, a tym samym ma negatywny wpływ na współczynnik wykorzystania mocy;

b) przyjęty współczynnik wykorzystania mocy jest także znacząco wyższy niż przewidywany przez część inwestorów, na podstawie faktycznych pomiarów, danych

technicznych potencjalnych turbin oraz zaawansowanych modeli prognostycznych uwzględniających m.in. tzw. efekt cienia, wynikający z wpływu pozostałych turbin w samej farmie oraz pozostałych projektów, co jest istotną cechą wszystkich projektów. Zaznaczamy przy tym, że ze względu na charakter ceny maksymalnej, która ma umożliwić realizację inwestycji o pełnej mocy 5900 MW, współczynnik ten powinien być określony na poziomie farmy o najniższym współczynniku.

Bazując na opracowaniach zewnętrznych, m. in. na raporcie Komisji Europejskiej *„Study on Baltic Offshore Wind Energy Cooperation Under BEMIP – European Commission”,* który przywoływany jest z Ocenie Skutków Regulacji do projektu oraz danych pozyskanych od inwestorów uważamy, że współczynnik netto (czyli uwzględniający efekt cienia i innych strat) wykorzystania mocy na potrzeby wyliczenia ceny maksymalnej powinien zostać ustalony na poziomie 42%.

Taka zmiana powoduje wzrost ceny maksymalnej o 29 PLN/MWh (6,73 EUR/MWh).

6. Podatek od nieruchomości dla części lądowej infrastruktury

Niezrozumiałym wydaje się być również brak uwzględnienia w cenie maksymalnej podatku od nieruchomości do oszacowanej wartości lądowej części infrastruktury morskiej farmy wiatrowej. Jest to znacząca kwota w ekonomice projektu, gdyż część lądowa będzie składać się m.in. z budowli o dużej wartości, od których projekty będą co rok płacić podatek w wys. 2% wartości początkowej. Zaznaczamy przy tym, że wartość tego podatku zgodnie z uzasadnieniem do ustawy podatek ten wyniesie 8 tys. PLN/MW/rok.

Uwzględnienie w kosztach operacyjnych podatku od nieruchomości do wartości lądowej części infrastruktury MFW prowadzi do wzrostu ceny maksymalnej o kolejne 1,7 PLN/MWh (0,39 EUR/MWh).

7. Brak uwzględnia ryzyka kursowego

W opinii Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej przedstawiona przez projektodawcę metodyka kalkulacji ceny maksymalnej powinna uwzględniać również ryzyko kursowe (PLN/EUR), które jest istotnym parametrem branym pod uwagę przez inwestorów ze względu na horyzont czasowy realizacji projektów, a także fakt, iż znacząca część nakładów inwestycyjnych ponoszona jest w Euro.

8. Przy wyliczaniu ceny maksymalnej nie uwzględniono konieczności ponownego poniesienia opłaty za pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp (PSzW)

Opłata za PSzW zgodnie z ustawą o obszarach morskich została określona na poziomie 1% wartości inwestycji. Mając na uwadze fakt, iż PSzW dla projektów, które realizowane będą w ramach pierwszej fazy wsparcia były wydawane w latach 2012 – 2013 oraz zakładany czas realizacji i eksploatacji projektów, należy przyjąć, iż konieczne będzie przedłużenie PSzW, co oznacza konieczność poniesienia ponownej opłaty za PSzW. Powyższy koszt nie został jednak ujęty w przyjętej przez projektodawcę metodyce wyliczenia ceny maksymalnej, co w opinii Stowarzyszenia jest niewłaściwe i powinno zostać uzupełnione.

9. Podsumowanie wpływu

W poniższej tabeli przedstawiamy skumulowany efekt sugerowanych zmian na wartość ceny maksymalnej farmy wiatrowej uruchamianej w 2026 roku.

Tabela – Wpływ skumulowany zmiany poszczególnych parametrów na zmiany ceny maksymalnej (ceny stałe roku 2020)

	Wartość Rozporządzenia	**Proponowana zmiana**	**Wpływ na cenę maksymalną [PLN/MWh]**	**Wpływ na cenę maksymalną [EUR/MWh]**
LCOE Rozporządzenie			**301,5**	**70,1**
Założenia o inflacji	2,7%	1,74%	27,67	6,42
Współczynnik wykorzystania mocy	45,7%	42%	29,00	6,73
Uwzględnienie kosztów bilansowania	[-]	4 – 12,30 PLN/MWh	4,00 – 12,30	0,93 – 2,85
Uwzględnienie podatku od części lądowej morskich farm wiatrowych	[-]	8 tys. PLN/MW	1,70	0,39
LCOE po zmianach			**363,87 – 372, 17**	**84,43 – 86,35**

Źródło: Opracowanie własne

**Zaznaczamy, że nie dysponujemy modelem w którym wyliczona została kwota ceny maksymalnej publikowana w Projekcie Rozporządzenia, wobec czego odtworzyliśmy obliczenie na bazie danych przedstawionych w Uzasadnieniu, w związku z czym musieliśmy przyjąć pewne uproszczenia.*

Mając powyższe na uwadze Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej proponuje ustalenie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie

wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będąca podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda, na poziomie 372,17 zł/MWh.

Z poważaniem,

Janusz Gajowiecki
Prezes Zarządu PSEW

Do wiadomości:
Pan Ireneusz Zyska – Pełnomocnik Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii