



Analiza wymaganego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w perspektywie do 2025 roku

Warszawa, 16 stycznia 2012 roku
WERSJA KOŃCOWA

Dokument opracowany przez ekspertów:



Fundacji na Rzecz Energetyki Zrównoważonej
Grupy Doradczej SMDI



Spis treści:

Wstęp.....	3
Kluczowe wnioski	4
1 Analiza rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Europie i w Polsce.....	9
1.1 Kluczowe uwarunkowania regulacyjno-prawne.....	9
1.2 Stan rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Europie	15
1.3 Stan obecny oraz możliwości rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce	19
2 Podejście do analizy w zakresie określenia niezbędnego poziomu wsparcia dla energetyki wiatrowej na morzu w Polsce w perspektywie do roku 2025	22
2.1 Źródła danych wykorzystanych w analizie	22
2.2 Metodyka przeprowadzenia analizy	23
3 Analiza obecnych oraz przyszłych kosztów budowy i funkcjonowania morskich elektrowni wiatrowych w Polsce.....	26
3.1 Szacunkowe koszty wytworzenia energii elektrycznej w MFW dla roku 2011	26
3.2 Wpływ kluczowych czynników kosztowych oraz krzywej uczenia się na CAPEX.....	34
3.3 Prognoza jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej w MFW w perspektywie do roku 2025.....	41
4 Analiza niezbędnego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce	43
4.1 Wyniki analizy w zakresie oszacowania niezbędnego poziomu wsparcia	43
4.2 Analiza wysokości wsparcia możliwego do uzyskania w ramach projektu ustawy OZE.....	46
4.3 Rekomendowana wysokość wsparcia.....	47
5 Analiza wrażliwości wymaganego poziomu wsparcia dla morskich farm wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025.....	49
5.1 Wpływ wysokości stopy zwrotu dla inwestorów	50
5.2 Wpływ wartości bazowej nakładów inwestycyjnych na MW (CAPEX _{2011 PL})	51
5.3 Wpływ poprawy efektywności sektora (krzywej uczenia).....	52
5.4 Wpływ wybranych czynników kosztowych (surowce przemysłowe i koszty pracy)	53
5.5 Wpływ poziomu kosztów operacyjnych (OPEX).....	54
Załącznik 1. Skróty i definicje.....	55
Załącznik 2. Lista źródeł danych wykorzystanych w Raporcie	56
Załącznik 3. Wzór ankiety wykorzystanej do pozyskania danych w zakresie kosztów planowanych inwestycji w morskie farmy wiatrowe na obszarze morza Bałtyckiego i morza Północnego.....	58
Załącznik 4. Podstawowe założenia przyjęte na potrzeby analiz	60
Załącznik 5. Ograniczenie zakresu odpowiedzialności	65

Wstęp

W niniejszym Raporcie przeprowadzona została analiza kosztów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (dalej „MFW”) w Polsce oraz oszacowany został niezbędny poziom wsparcia, który zapewni ekonomiczną opłacalność budowy oraz eksploatacji farm wiatrowych na morzu w Polsce w perspektywie do roku 2025. **W szczególności celem Raportu jest pokazanie, iż zarówno obecny jak i zakładany w projekcie ustawy o odnawialnych źródłach energii z 22 grudnia 2011 roku (dalej „projekt ustawy OZE”) poziom wsparcia dla energetyki morskiej może okazać się zbyt niski, aby zapewnić pełne wykorzystanie Polski w zakresie budowy morskich farm wiatrowych.**

Dokument składa się z pięciu głównych części, które poprzedzone są wprowadzeniem oraz streszczeniem managerskim. W rozdziale pierwszym krótko przedstawione zostały kluczowe uwarunkowania regulacyjne związane z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej w UE (w tym w Polsce) oraz opisany został stan rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w wybranych krajach Unii Europejskiej (w tym przyczyny dotychczasowego braku jej rozwoju w Polsce).

W rozdziale drugim zaprezentowane zostało podejście do analiz w zakresie oszacowania niezbędnego poziomu wsparcia, który umożliwi rozwój energetyki wiatrowej na morzu w Polsce. W szczególności wskazane zostały źródła pozyskania danych kosztowych oraz metodyka oszacowania jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025 (tj. kosztów uwzględniających również niezbędny dla inwestorów zwrot na kapitale).

W rozdziale trzecim przedstawione zostały wyniki analiz w zakresie szacunkowych kosztów kapitałowych (CAPEX) oraz operacyjnych (OPEX) związanych z budową oraz eksploatacją morskich farm wiatrowych przy uwzględnieniu uwarunkowań Polski w perspektywie do roku 2025. W szczególności oszacowane zostały hipotetyczne koszty budowy farmy wiatrowej w warunkach polskich dla roku 2011 a następnie zdefiniowane zostały kluczowe czynniki kosztowe umożliwiające dokonanie prognozy jednostkowych kosztów wytwarzania energii w morskich farmach wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025.

W oparciu o prognozowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w rozdziale czwartym zaprezentowane zostały wyniki analizy w zakresie oszacowania poziomu wsparcia, który jest niezbędny, aby zapewnić inwestorom wymaganą rentowność w zakresie budowy i eksploatacji w Polsce morskich źródeł wiatrowych. W szczególności przedstawione zostały kluczowe założenia przyjęte do analiz jak również zidentyfikowana została „luka przychodowa” wynikająca ze zbyt niskiego poziomu wsparcia (zarówno przy obowiązujących uregulowaniach prawnych jak i w przypadku wsparcia zakładanego w projekcie ustawy OZE).

Rozdział piąty zawiera wyniki analizy wrażliwości niezbędnego poziomu wsparcia w zależności od kształtowania się kluczowych czynników wpływających na jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w Polsce. W szczególności przedstawiony został wpływ zmian wysokości nakładów inwestycyjnych (CAPEX), kosztów operacyjnych (OPEX), poprawy efektywności sektora (krzywa uczenia) oraz oczekiwanej przez inwestorów stopy zwrotu na wysokość niezbędnego poziomu wsparcia.

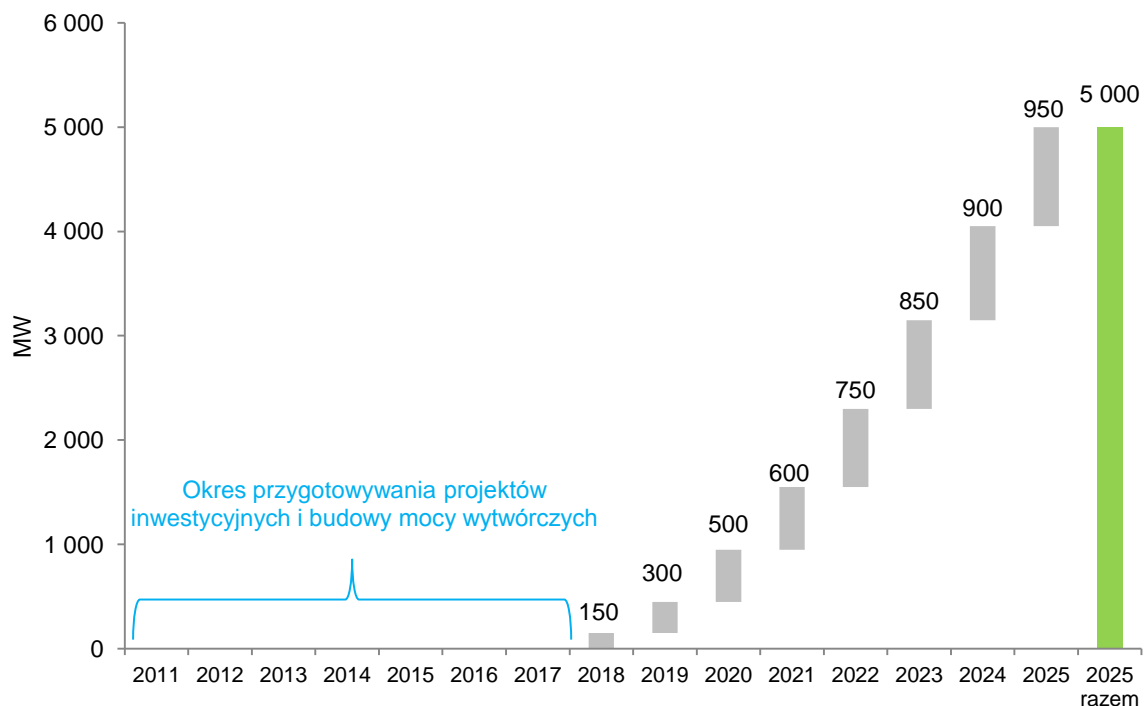
Dokument został przygotowany w oparciu o publicznie dostępne informacje w zakresie stanu rozwoju oraz kosztów funkcjonowania morskich farm wiatrowych, obowiązujące akty prawne oraz dokumenty programowe wskazujące na długoterminowy rozwój otoczenia regulacyjnego dla odnawialnych źródeł energii w Polsce i UE jak również wiedzę ekspercką pracowników Fundacji na Rzecz Energetyki Zrównoważonej i Grupy Doradczej SMDI.

Kluczowe wnioski

Polska posiada bardzo duży potencjał w zakresie budowy morskich farm wiatrowych. Wynika to przede wszystkim ze znakomych warunków naturalnych - obszar polskiej strefy ekonomicznej charakteryzuje się jednym z największych potencjałów wiatru na morzu Bałtyckim. W oparciu o szacunki przeprowadzone przez Fundację na Rzecz Energetyki Zrównoważonej, a także plany inwestycyjne wynikające z wniosków o wydanie pozwoleń lokalizacyjnych dla morskich farm wiatrowych na polskich obszarach morskich¹, możliwe jest, aby w perspektywie do roku 2025 powstały w Polsce MFW o łącznej mocy ok. 5 GW (zapewniłoby to produkcję energii odnawialnej na poziomie ok. 19 TWh rocznie, co znacząco ułatwiłoby osiągnięcie celów unijnych zakresie udziału energii odnawialnej). Ponadto w latach 2025-2030 możliwa jest realizacja kolejnych 5 GW, pod warunkiem powstania morskich sieci przesyłowych, które będą łączyły systemy elektroenergetyczne państw nadbałtyckich i dedykowanych dla odbioru energii z MFW.

Zgodnie z prognozami pierwsze morskie farmy wiatrowe mogłyby zostać uruchomione w roku 2018, przy założeniu, iż prace nad realizacją projektów inwestycyjnych zostaną rozpoczęte w latach 2011/2012. Szczegółowe informacje w zakresie zakładanej ścieżki wzrostu mocy zainstalowanych w MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025 zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 1. Możliwy przyrost mocy zainstalowanych w MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025



Źródło: opracowanie własne

Jednakże do tej pory w polskiej strefie ekonomicznej nie powstały żadne morskie farmy wiatrowe, brak jest również projektów inwestycyjnych, które znajdowałyby się w zaawansowanym stadium realizacji. Całkowity brak rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce (pomimo sprzyjających warunków naturalnych) wynikał przede wszystkim z barier

¹ Na dzień 2 stycznia 2012 roku złożono 28 wniosków o wydanie pozwoleń na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń na polskich obszarach morskich dla morskich farm wiatrowych, o łącznej mocy przekraczającej 20 GW. Jednakże ze względu na możliwości systemu elektroenergetycznego oraz uwarunkowania środowiskowe nie wszystkie projekty zostaną zrealizowane.

o charakterze regulacyjnym oraz ekonomicznym (brak odpowiedniej rentowności projektów inwestycyjnych).

Barieri o charakterze regulacyjnym (m.in. brak możliwości ustanowienia prawa użytkowania sztucznych wysp na dłużej niż 5 lat) zostały w dużym stopniu usunięte dzięki nowelizacji ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej i administracji morskiej w 2011 roku. Spowodowało to lawinowy wzrost zainteresowania inwestorów morską energetyką wiatrową w Polsce, czego efektem jest przygotowanie i złożenie, w ciągu 5 miesięcy od wejścia w życie nowych przepisów, blisko 30 wniosków o wydanie decyzji lokalizacyjnych dla tego typu obiektów. **Kluczową kwestią warunkującą obecnie dalszy rozwój projektów morskich farm wiatrowych w Polsce jest stworzenie dla inwestorów stabilnych i przewidywalnych w długim okresie warunków prowadzenia działalności inwestycyjnej zapewniającej stopę zwrotu odpowiadającą ponoszonemu ryzyku.**

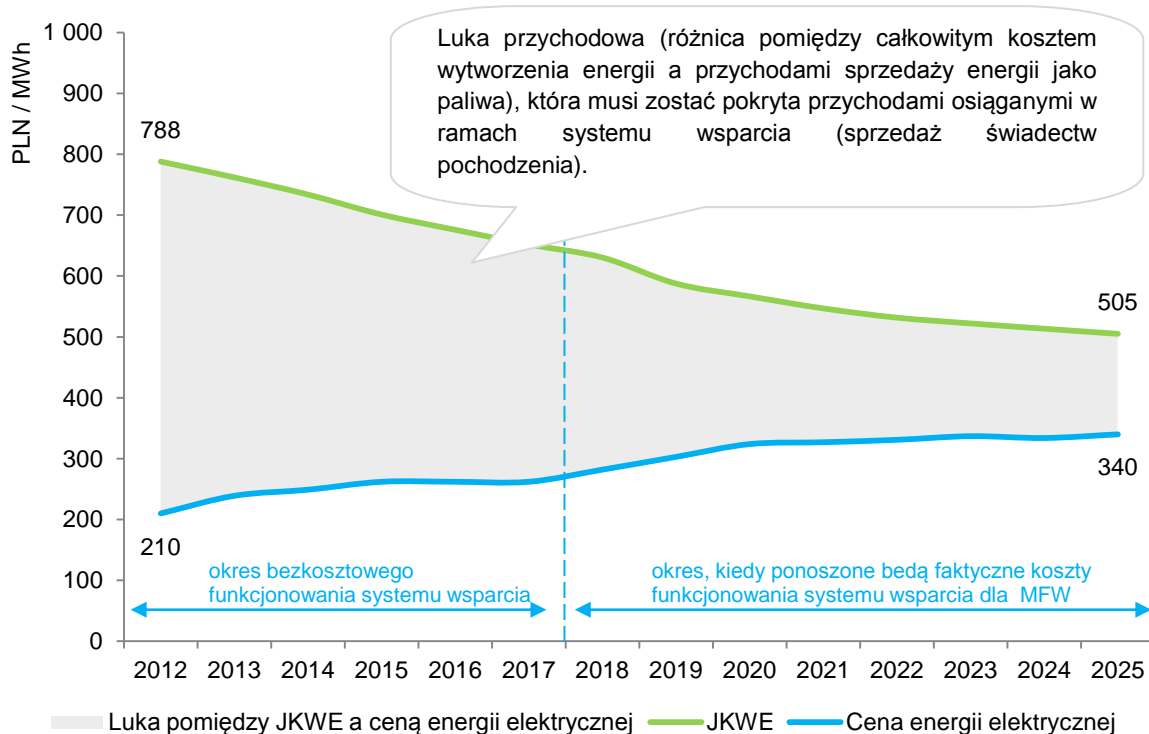
Należy przy tym uwzględnić, iż inwestycje w morskie farmy wiatrowe w Polsce charakteryzują się obecnie wyższym poziomem ryzyka i kosztów niż inwestycje w elektrownie wiatrowe pracujące na lądzie. Wynika to przede wszystkim z bardzo wczesnego etapu rozwoju podsektora MFW w Polsce oraz dynamicznego przyrostu mocy zainstalowanych w innych krajach UE, co sprawia, iż w łańcuchu dostaw związanym z budową MFW powstają „wąskie gardła” opóźniające proces realizacji projektów. **Niemniej jednak doświadczenia międzynarodowe pokazują, iż przy odpowiedniej skali inwestycji możliwe jest znaczące obniżenie jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej i MFW mogą stać się jednym z najbardziej efektywnych źródeł wytwarzania energii odnawialnej.** Należy także pamiętać, że pierwsze projekty MFW mogą być gotowe do realizacji w Polsce w latach 2018-2020, kiedy to rynki morskiej energetyki wiatrowej w Wielkiej Brytanii i Niemczech² będą już bardzo rozwinięte i nasycone, co zwiększy dostępność usług oraz technologii dla rynków rozwijających się (jak na przykład Polska).

W oparciu o prognozę jednostkowych kosztów inwestycyjnych, operacyjnych oraz założenia w zakresie wymaganej stopy zwrotu przez inwestorów budujących morskie farmy wiatrowe, w niniejszym raporcie, przeprowadzone zostało oszacowanie całkowitego jednostkowego kosztu wytworzenia energii elektrycznej (JKWE) w morskich farmach wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025. Ponadto w oparciu o prognozę ścieżki cen sprzedaży energii elektrycznej **oszacowana została luka przychodowa, tzn. poziom kosztów wytworzenia energii w MFW, który musi zostać pokryty w ramach systemu wsparcia** (przychodami ze sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii).

Szczegółowe dane w zakresie kształtowania się prognozowanej luki przychodowej w okresie 2012 – 2025 dla wytwórców energii elektrycznej w MFW w Polsce zostało przedstawione na wykresie poniżej.

² Kraje te są obecnie liderami w zakresie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.

Wykres 2. Zakładana luka przychodowa pomiędzy jednostkowym kosztem wytworzenia energii elektrycznej w MFW a prognozowaną ceną energii elektrycznej w Polsce w latach 2012- 2025.



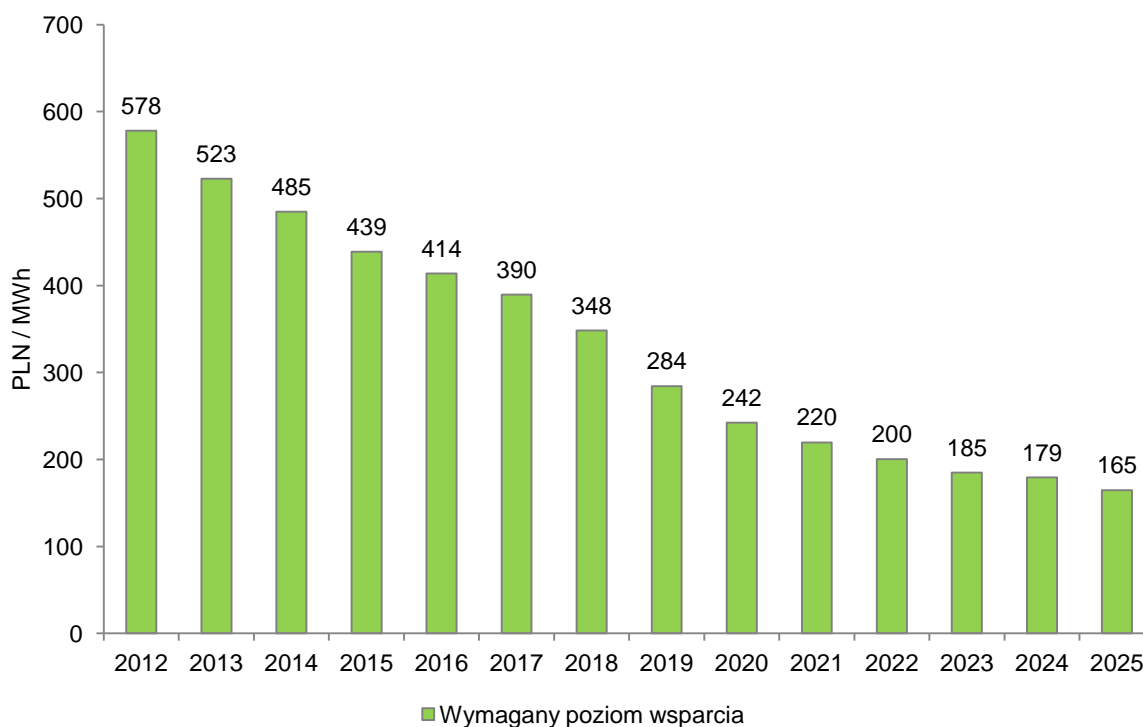
Źródło: opracowanie własne

W oparciu o wartość luki pomiędzy jednostkowym kosztem wytwarzania energii elektrycznej w MFW (który odzwierciedla zarówno koszty inwestycyjne, operacyjne jak i koszt zapewnienia inwestorom odpowiedniej stopy zwrotu z kapitału) a ceną sprzedaży energii elektrycznej można określić niezbędny poziom wsparcia dla morskich farm wiatrowych w Polsce (wyrażony w PLN/MWh).

Na bazie przeprowadzonych analiz można stwierdzić, iż niezbędny poziom wsparcia, który zapewni rozwój morskich farm wiatrowych w Polsce w perspektywie 2012-2025 będzie malał z poziomu ok. 578 PLN/MWh do około 165 PLN/MWh czyli może zmniejszyć się nawet o około 71%. Będzie to wynikać przede wszystkim ze wzrostu efektywności kosztowej wytwarzania energii w MFW (spadek JKWE) jak również ze wzrastających cen energii elektrycznej, które poprawią rentowność działalności MFW.

Szczegółowe informacje w zakresie prognozy wymaganego poziomu wsparcia dla morskich farm wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025 zostały zaprezentowane na wykresie poniżej.

Wykres 3. Niezbędny poziom wsparcia dla MFW w Polsce w perspektywie do 2025 roku



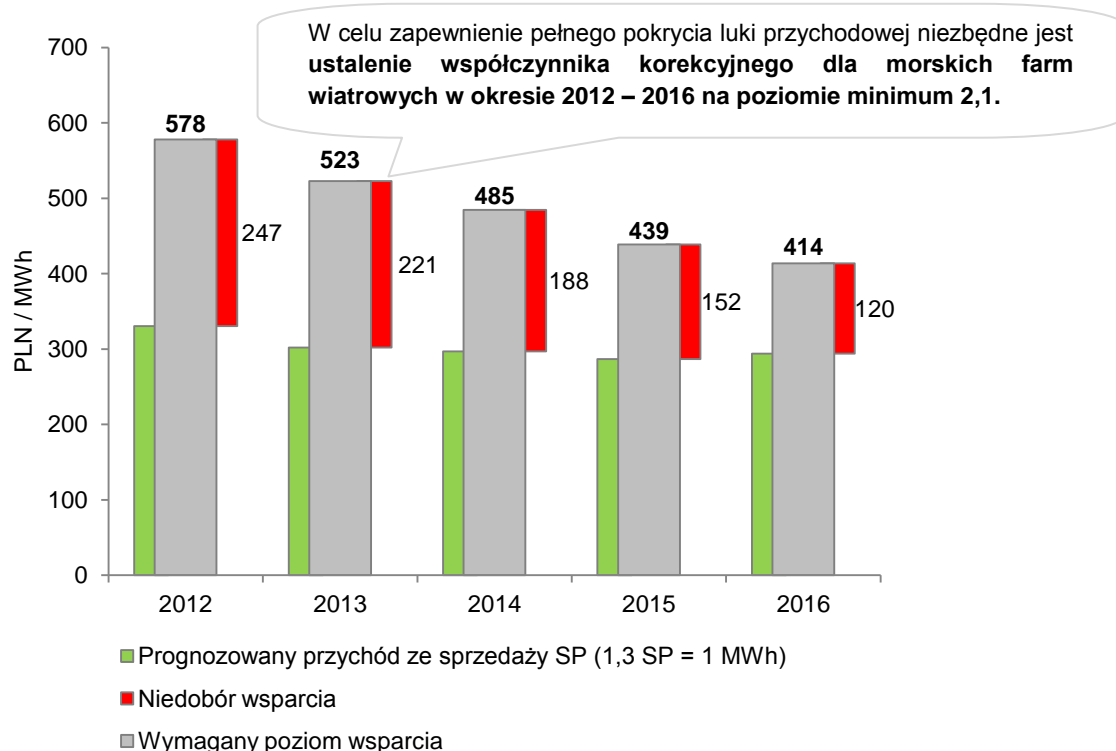
Źródło: opracowanie własne

Z uwagi na fakt, iż zgodnie z projektem ustawy OZE wartość przychodów uzyskiwanych ze sprzedaży świadectwa pochodzenia zostanie skorelowana z poziomem przychodów uzyskiwanych ze sprzedaży energii elektrycznej (maksymalny poziom ceny pakietowej na poziomie 470 PLN/MWh), **niezbędne jest ustalenie dla morskich farm wiatrowych współczynnika korygującego liczbę otrzymywanych świadectw pochodzenia na poziomie zapewniającym odpowiednią wysokość dodatkowych przychodów gwarantującym opłacalność ekonomiczną inwestycji**. Uwzględniając fakt, iż zapisy projektu ustawy OZE zakładają wyznaczenie współczynników korygujących liczbę otrzymywanych certyfikatów na okresy pięcioletnie, wartość współczynnika korygującego dla MFW powinna odzwierciedlać wartość średnią dla okresu pięcioletniego, która zapewni pełne pokrycie luki przychodowej.

Zgodnie z przeprowadzonymi obliczeniami wartość współczynnika korekcyjnego dla morskich farm wiatrowych na okres 2012-2016 powinna zostać zatem ustalona na poziomie minimum 2,1 (zamiast zakładanej obecnie wartości 1,3), a w następnym okresie 2017-2021 na poziomie około 1,5.

Zapewni to bowiem pokrycie całkowitych kosztów wytwarzania energii (uwzględniających minimalną stopę zwrotu z zaangażowanego kapitału) na okres najbliższych pięciu lat (tj. okres 2012 – 2016) co skłoni inwestorów do podjęcia działań w zakresie realizacji projektów inwestycyjnych umożliwiających uruchomienie pierwszych MFW w okolicach roku 2018. Szczegółowe informacje w zakresie niezbędnego poziomu wsparcia warunkującego rozpoczęcie inwestycji w morskie farmy wiatrowe w Polsce w okresie 2012 – 2016 zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 4. Niezbędny poziom wsparcia dla morskich farm wiatrowych w Polsce w okresie 2012-2016 oraz potencjalny niedobór wsparcia w przypadku wyznaczenia współczynnika korekcyjnego na poziomie 1,3.



Źródło: opracowanie własne

Podsumowując należy stwierdzić, iż **w oparciu przeprowadzone kalkulacje całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w MFW w Polsce oraz prognozę cen energii elektrycznej w całym okresie objętym analizami tj. w latach 2012 – 2025 wsparcie dla morskich farm wiatrowych będzie niezbędne.** Niemniej jednak z uwagi na zakładany znaczący spadek jednostkowych kosztów wytwarzania energii w MFW przy jednoczesnym wzroście cen energii elektrycznej, **niezbędny poziom wsparcia (tzw. luka przychodowa) będzie się stopniowa zmniejszał.**

W celu osiągnięcia efektów skali prowadzących do spadku kosztów wytwarzania energii w MFW kluczowe jest jednakże **wyznaczenie współczynników korygujących** liczbę przyznawanych świadectw dla MFW na poziomie zapewniającym odpowiednią rentowność inwestycji (tj. **dla okresu 2012-2016 minimum na poziomie 2,1**). Tylko takie działanie zachęci inwestorów do realizacji projektów inwestycyjnych, które doprowadzą do uruchomienia w pierwszych morskich źródeł wiatrowych w roku 2018 i wykorzystania potencjału Polski w zakresie morskiej energetyki wiatrowej.

Należy przy tym pamiętać, że pierwsze koszty związane ze wsparciem morskiej energetyki wiatrowej, system wsparcia będzie generował dopiero po uruchomieniu źródeł wytwórczych, a więc po roku 2017. Do tego czasu morską energetyką wiatrową będzie jedynie generować przychody budżetowe z tytułu m.in. uzyskiwania pozwoleń lokalizacyjnych (zgodnie z szacunkami Fundacji na Rzecz Energetyki Zrównoważonej ok. 1 mld do roku 2018). Dlatego też, **współczynniki korekcyjne określone na pierwszy 5-letni okres, kluczowy dla podtrzymania decyzji inwestycyjnych na etapie przygotowania projektów, nie będą miały charakteru obciążającego kosztowo odbiorców końcowych energii elektrycznej.** Istnieje ponadto uzasadnione prawdopodobieństwo znaczącego obniżenia kosztów inwestycyjnych w perspektywie po roku 2016, co umożliwi korektę współczynnika do poziomu zapewniającego opłacalność inwestycji przy jednoczesnym zwiększeniu efektywności po stronie kosztowej (czyli do poziomu 1,5).

1 Analiza rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Europie i w Polsce

W niniejszym rozdziale zamieszczony został krótki opis uwarunkowań prawno-regulacyjnych związanych z rozwojem morskich elektrowni wiatrowych na terenie krajów członkowskich Unii Europejskiej (dalej „UE”) oraz zarys obecnego stanu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w wybranych krajach UE (w tym w Polsce). Rozdział przedstawia jedynie kluczowe uwarunkowania, które będą determinować rozwój morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w perspektywie najbliższych lat.

1.1 Kluczowe uwarunkowania regulacyjno-prawne

Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest jednym z filarów polityki klimatycznej i energetycznej UE. Główne cele w tym zakresie zostały sformułowane w 2007 roku, kiedy Komisja Europejska wstępnie określiła cel w zakresie zapewnienia co najmniej 20% udziału energii odnawialnej w zużyciu energii brutto w całej UE do roku 2020 roku. Jednoznacznie wskazano wtedy, iż wytwarzanie energii elektrycznej w oparciu o źródła wiatrowe (w szczególności elektrownie morskie), powinno być jedną z kluczowych technologii umożliwiających wypełnienie tego celu.

Rola morskich elektrowni wiatrowych została dodatkowo podkreślona w listopadzie 2008 roku w komunikacie Komisji Europejskiej w sprawie roli morskiej energetyki wiatrowej w wypełnianiu celów polityki energetycznej UE.³ W szczególności w komunikacie zwrócono uwagę na fakt, iż budowa MFW na terenie państw członkowskich UE posiada bardzo duży potencjał i jednoznacznie stwierdzono, że *„sektor morskiej energii wiatrowej znacząco przyczyni się do spełnienia wszystkich trzech celów nowej polityki energetycznej: obniżenia emisji gazów cieplarnianych, zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii jak i poprawy konkurencyjności UE”*. Potencjał w zakresie budowy źródeł wiatrowych na wodach terytorialnych UE oszacowano na poziome ok. 150 GW oraz stwierdzono, iż jego wykorzystanie jest ściśle związane *„z prowadzeniem aktywnych działań regulacyjnych zapewniających komercyjną opłacalność budowy morskich farm wiatrowych, w szczególności w początkowej fazie tworzenia się sektora”*. W związku z tym do końca 2010 roku UE przeznaczyła środki finansowe w wysokości ok. 565 mln EUR na realizację dziewięciu projektów zakładających budowę dużych MFW jak również badania rozwojowe poprawiające efektywność technologiczną sektora oraz inwestycje w przemysł towarzyszący.

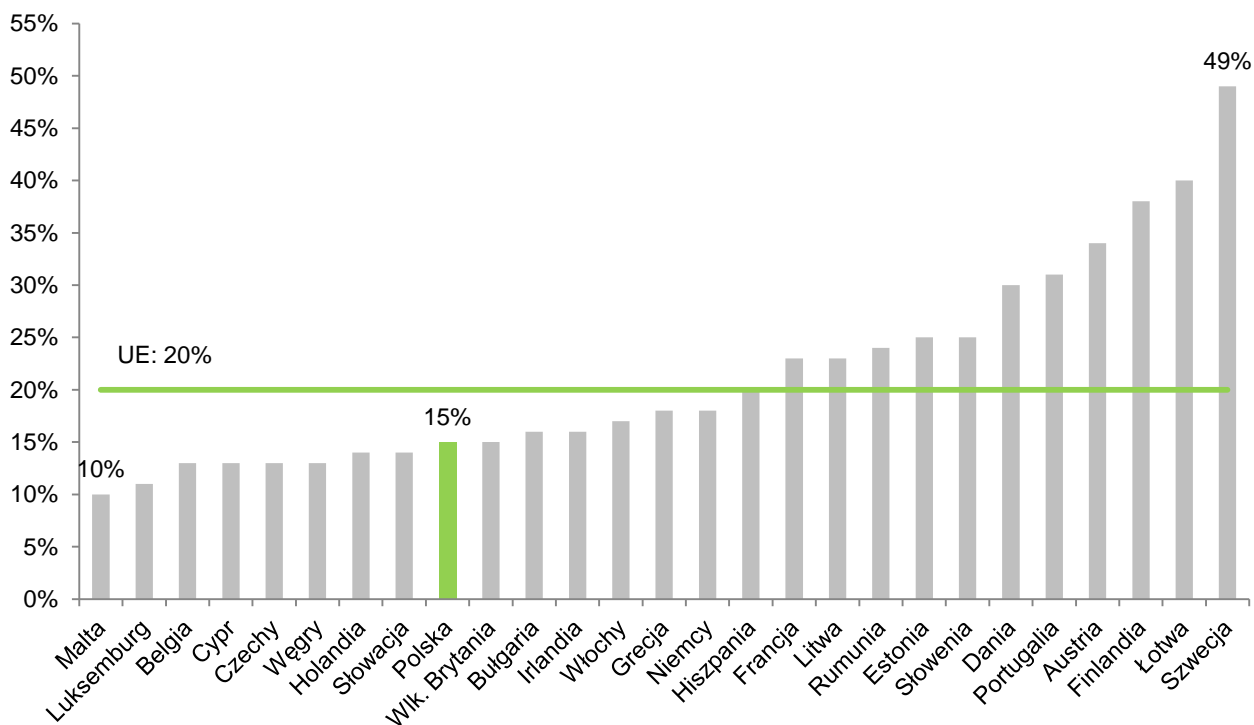
Kolejnym krokiem stabilizującym otoczenie regulacyjne dla funkcjonowania odnawialnych źródeł energii elektrycznej było przyjęcie przez Radę Unii Europejskiej w 2009 roku pakietu dyrektyw dotyczących m.in. ochrony klimatu i promocji źródeł odnawialnych (tzw. Trzeci pakiet energetyczny). Jednym z głównych elementów tego pakietu była dyrektywa 2009/28/WE⁴ wyznaczająca wiążący cel udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii finalnej brutto⁵ w UE w roku 2020 na poziomie 20%. Założono, że wypełnienie tego celu będzie rozliczane na poziomie krajów członkowskich i na tej podstawie wyznaczono cele krajowe, które wahają się od 10% (Malta) do 49% (Szwecja) udziału energii ze źródeł odnawialnych w planowanym zużyciu energii w 2020 roku. Cel dla Polski został określony na poziomie 15% w 2020 roku. Szczegółowe informacje w tym zakresie zostały przedstawione na wykresie poniżej.

³ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego komitetu ekonomiczno-społecznego oraz Komitetu regionów - Morska energia wiatrowa: Działania niezbędne do realizacji celów polityki energetycznej w perspektywie roku 2020 i dalszej, 13.11.2008

⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE

⁵ Energia finalna brutto została zdefiniowana jako: finalne zużycie nośników energii na potrzeby energetyczne + straty energii elektrycznej i ciepła w przesyłach i dystrybucji + własne zużycie energii elektrycznej do produkcji energii elektrycznej + własne zużycie ciepła do produkcji ciepła

Wykres 5. Obowiązkowy udział energii odnawialnej w zużyciu energii finalnej brutto w 2020 roku w krajach członkowskich UE



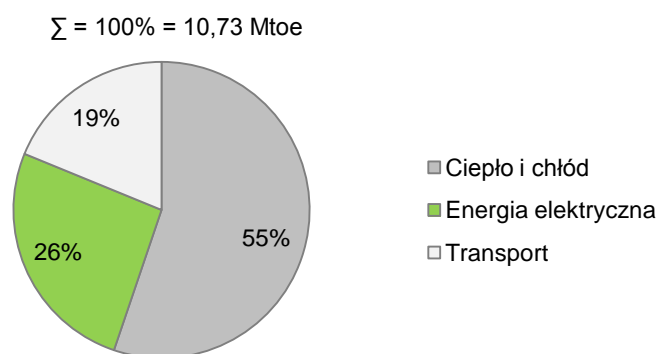
Źródło: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE

W celu wypełnienia wymagań UE w zakresie udziału energii odnawialnej Polska przygotowała Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych⁶ (dalej „KPD”). Zdefiniowano w nim krajowe cele w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych (w podziale na poszczególne sektory gospodarki obejmujące produkcję ciepła i chłodu, energii elektrycznej oraz transport) w perspektywie do roku 2020 (przy uwzględnieniu wpływu innych środków regulacyjnych w zakresie efektywności energetycznej wpływającej na końcowe zużycie energii). Zgodnie z KPD przewidywane jest, iż cel 15% udziału energii odnawialnej w zużyciu energii finalnej brutto w Polsce będzie spełniony jeśli energia wyprodukowana w źródłach odnawialnych wyniesie ok. 10,7 mln ton oleju ekwiwalentnego (toe) w 2020 roku⁷. Kluczową rolę w zakresie wypełnienia celu unijnego dotyczącego energii odnawialnej będzie odgrywała produkcja ciepła i chłodu (ok. 55%) oraz wytwarzanie energii elektrycznej – udział na poziomie ok. 26%. Szczegółowe dane w tym zakresie zostały przedstawione na wykresie poniżej.

⁶ Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, 7 grudnia 2010 roku.

⁷ Przewiduje się osiągnięcie dokładnie 15,5% udziału energii odnawialnej w zużyciu energii finalnej brutto

Wykres 6. Planowany udział poszczególnych sektorów w realizacji celu osiągnięcia 15% udziału energii odnawialnej w zużyciu energii finalnej brutto w 2020 roku wg KPD



Źródło: Opracowanie własne na podstawie KPD

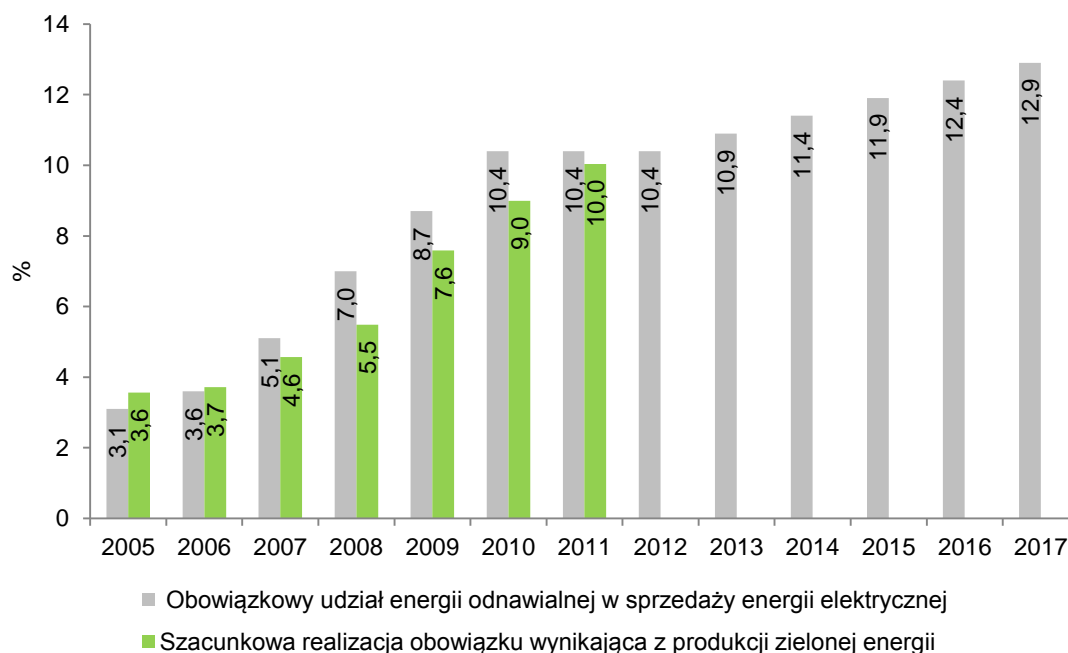
Należy zwrócić uwagę, iż zarówno energia elektryczna jak i ciepła wytwarzane w nowych źródłach odnawialnych jest znacząco droższa niż energia wytwarzana w oparciu o tradycyjne paliwa kopalne w zamortyzowanych źródłach wytwórczych. A zatem w celu zapewnienia, iż wymagany przez UE udział energii ze źródeł odnawialnych zostanie osiągnięty w perspektywie roku 2020 **niezbędne stało się wprowadzenie w większości krajów członkowskich UE dedykowanych mechanizmów wsparcia, która zapewniają ekonomiczną opłacalność budowy i eksploatacji źródeł odnawialnych.** W przypadku Polski system wsparcia dla energetyki odnawialnej składa się z szeregu elementów, przy czym jego kluczową częścią jest zapewnienie dodatkowego źródła przychodów w postaci sprzedaży praw majątkowych związanych ze świadectwami pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych (dalej „SP”).

Popyt na świadectwa pochodzenia kształtowany jest ustawą Prawo Energetyczne⁸ (dalej „ustawa PE”) oraz rozporządzeniem wykonawczym w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia⁹ (dalej „Rozporządzenie OZE”). W tych aktach prawnych zdefiniowany został obowiązek umorzenia SP lub – w przypadku braku takich świadectw – uiszczenia opłaty zastępczej przez określone podmioty (w tym w szczególności sprzedawców energii do odbiorców końcowych) – tzw. obowiązek OZE. Zgodnie z obowiązującymi regulacjami prawnymi wynosi on 10,4% dla roku 2012 i będzie wzrastał do poziomu 12,9% w roku 2017. Szczegółowe dane w tym zakresie zostały przedstawione na wykresie poniżej.

⁸ Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 2007 roku

⁹ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii

Wykres 7. Poziom obowiązkowego udziału energii odnawialnej w sprzedaży energii do odbiorców końcowych w latach 2005 - 2017 oraz szacowany poziome realizacji obowiązku OZE poprzez umorzenie świadectw pochodzenia w latach 2005 - 2011.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Rozporządzenia OZE oraz danych URE i ARE

Dla lat 2010-2012 poziom obowiązkowego udziału energii odnawialnej w całkowitym wolumenie energii sprzedanej odbiorcom końcowym został zdefiniowany jako 10,4%. Szacunki wskazują, iż w 2010 obowiązek ten został wypełniony poprzez faktyczną produkcję energii odnawialnej jedynie na poziomie 9% (dla roku 2011 spodziewane jest wypełnienie celu na poziomie ok. 10%). Pozostała część obowiązku została wypełniona poprzez uiszczenie opłaty zastępczej (określającej maksymalną wartość świadectw pochodzenia). Oznacza to, iż na rynku występował niedobór świadectw pochodzenia i ich cena sprzedaży była zbliżona do opłaty zastępczej, **co zapewniało wszystkim wytwórcom energii odnawialnej (bez względu na technologię wytwarzania) przychody na poziomie ok. 261 PLN / MWh w 2011 roku.**¹⁰ Również w perspektywie do roku 2017 roku, przy niezmiennym poziomie obowiązku, będzie prawdopodobnie występował nieznaczny niedobór świadectw pochodzenia na rynku, co powinno zapewnić ich wycenę na poziomie zbliżonym do opłaty zastępczej.

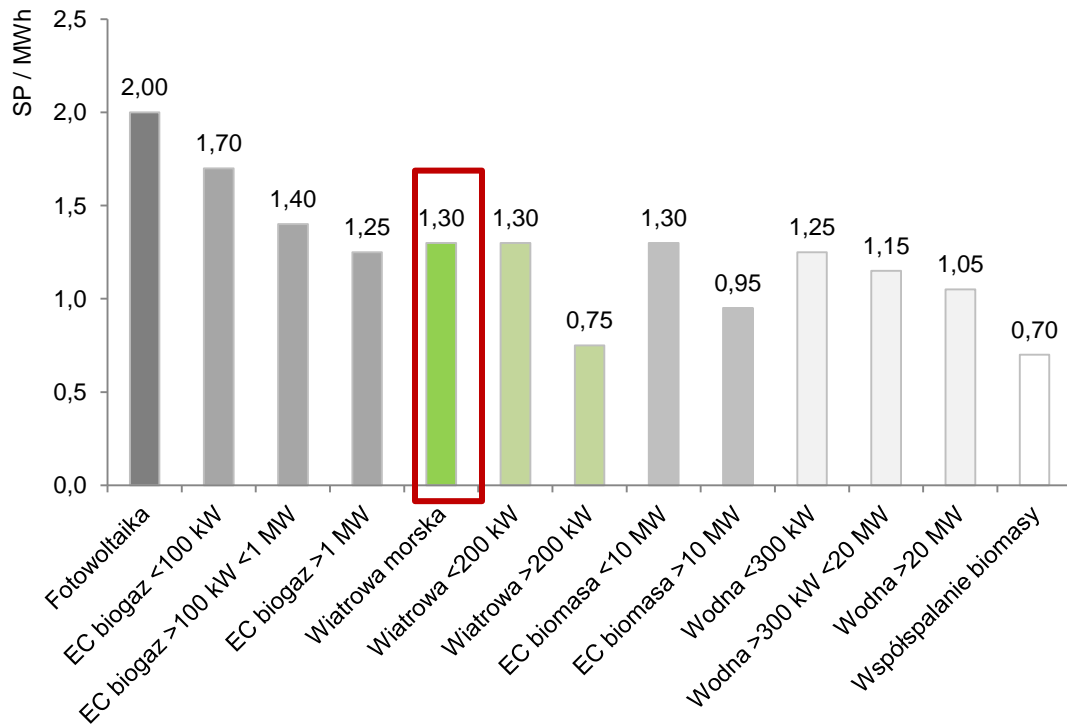
Projekt ustawy OZE opublikowany przez Ministerstwo Gospodarki w grudniu 2011 roku zakłada znaczące zmiany w systemie wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej w źródłach odnawialnych. Obecnie projekt ten znajduje się w fazie konsultacji społecznych więc trudno przewidzieć jego ostateczny kształt. Niemniej jednak można się spodziewać, iż podstawowe zmiany w zakresie filozofii funkcjonowania systemu wsparcia zostaną wprowadzone. W szczególności obejmują one:

- **Zróżnicowanie poziomu wsparcia w zależności od technologii wytwarzania energii odnawialnej**
Projekt ustawy OZE wprowadza mechanizm ustalania współczynników korygujących ilość przyznanych SP za wyprodukowanie 1 MWh zielonej energii w zależności od stosowanej technologii. Projekt ustawy OZE zobowiązuje ministra właściwego do spraw gospodarki

¹⁰ Średnia ważona wolumenem transakcji cena SP na rynku OTC w 2011 roku (dane od stycznia do listopada 2011)

do określania co 3 lata wartości współczynników korekcyjnych na okres kolejnych pięciu lat. Dokładne wartości współczynników mają zostać opublikowane w stosownym rozporządzeniu wykonawczym, jednakże Ministerstwo Gospodarki przedstawiło już pierwszą propozycję wartości współczynników korekcyjnych, które mają odzwierciedlać różnice w kosztach wytwarzania energii w poszczególnych typach OZE. Szczegółowe dane w tym zakresie zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 8. Proponowane wartości współczynników korygujących ilość SP przyznawanych z wyprodukowanie 1 MWh zielonej energii (wartości szacunkowe)



Źródło: Prezentacja Ministerstwa Gospodarki z dnia 22 grudnia 2011 roku

Ze wstępnych danych wynika, że wytwarzanie energii w MFW może być premiuwane przyznaniem 1,3 SP za każdą wyprodukowaną 1 MWh energii elektrycznej. Należy podkreślić, iż poziom wsparcia powinien zapewniać ekonomiczną opłacalność budowy i eksploatacji źródeł OZE pracujących w oparciu o określoną technologię, a zatem zapewniać pokrycie luki pomiędzy całkowitymi kosztami wytwarzania a przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej jako paliwa. W niniejszym Raporcie przeprowadzone zostały szczegółowe analizy w zakresie poziomu wsparcia niezbędnego dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce.

- **Powiązanie mechanizmu wsparcia z ceną energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.**

Projekt ustawy OZE wprowadza mechanizm obliczania opłaty zastępczej, który powiązany jest z ceną energii elektrycznej na rynku. Opłata zastępcza będzie wyznaczana poprzez

odjęcie od 470 PLN ceny sprzedaży 1 MWh energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym.¹¹

– **Wprowadzenie stałego okresu otrzymywania świadectw pochodzenia.**

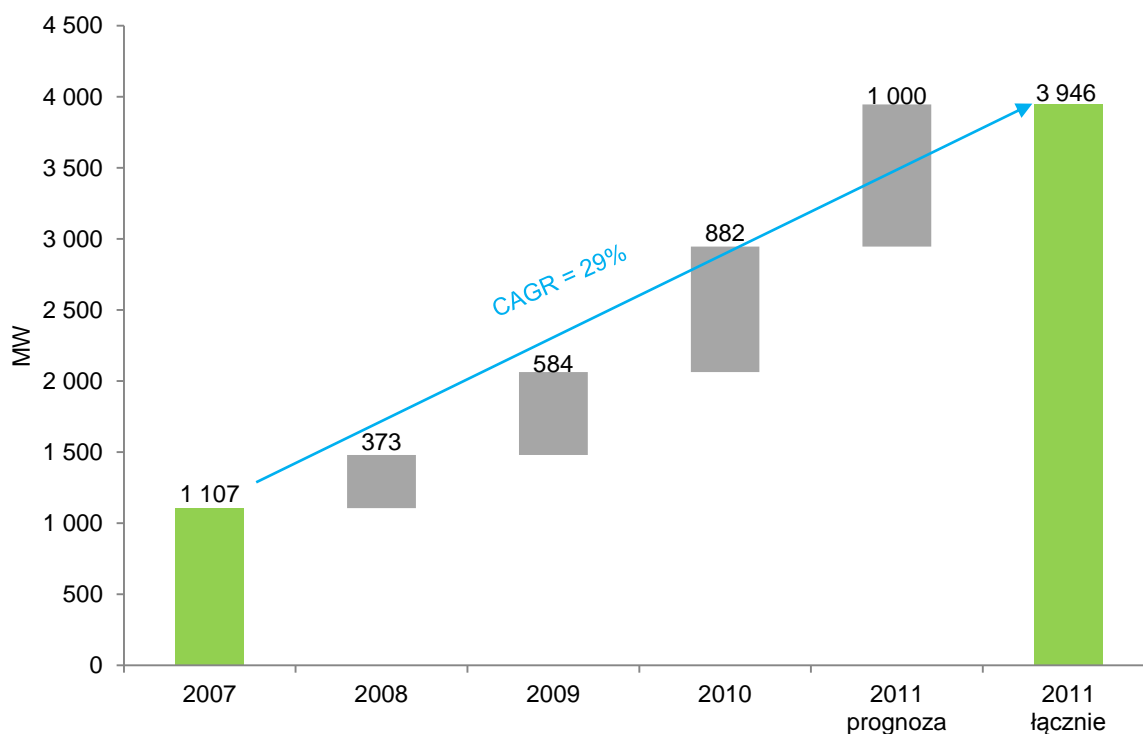
W projekcie ustawy określono, iż świadectwa pochodzenia będą przyznawane przez okres 15 lat od uruchomienia źródła wytwórczego. Po tym czasie prawdopodobne jest jednak, że wytwórca energii nie będzie otrzymywał SP za wytworzoną energię elektryczną.

¹¹ A zatem przy cenie energii elektrycznej np. 200 PLN za 1 MWh, opłata zastępcza wyznaczająca maksymalną wartość świadectwa pochodzenia będzie wynosić 270 PLN / MWh.

1.2 Stan rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Europie

Zgodnie z prognozami Europejskiej Agencji Energii Wiatrowej¹² na koniec 2011 roku w Europie funkcjonowały morskie farmy wiatrowe o łącznej mocy ok. 4 GW (szacuje się, iż poza Europą istnieją farmy wiatrowe na morzu o mocy jedynie ok. 100 MW). W porównaniu do roku 2007 oznacza to wzrost mocy zainstalowanej o blisko 3 GW (średnioroczne tempo wzrostu na poziomie ok. 29%). Szczegółowe dane w tym zakresie zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 9. Przyrost mocy zainstalowanych w MFW w Europie w latach 2007 - 2011

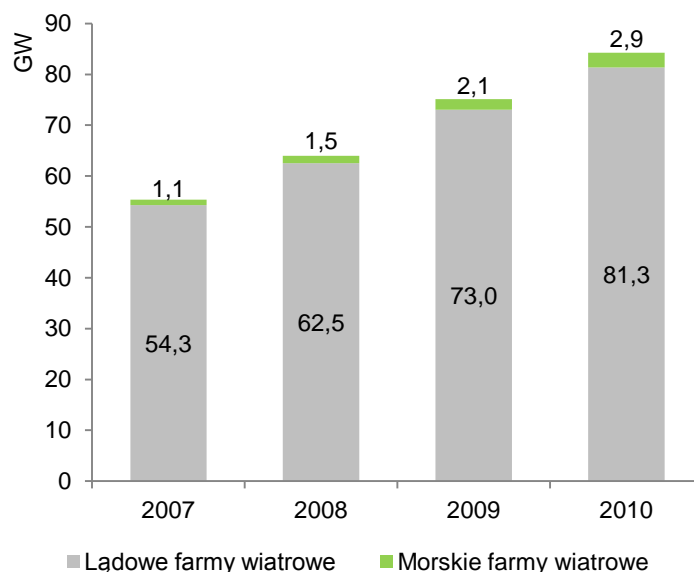


Źródło: EWEA, 2011

Pomimo dynamicznego rozwoju morska energetyka wiatrowa nadal stanowi tylko ułamek mocy zainstalowanych w elektrowniach wiatrowych ogółem (tj. łącznie elektrowniach morskich i lądowych) w Europie. Na koniec 2010 roku moc wszystkich źródeł wiatrowych w Europie wynosiła ok 84,3 GW, co uwzględniając poziom mocy w MFW wynoszący ok. 2,9 GW oznaczało jedynie ok. 4% udział morskich farm wiatrowych w elektrowniach wiatrowych ogółem. Szczegółowe dane w tym zakresie zostały przedstawione na wykresie poniżej.

¹² Wind In our sails, EWEA, 2011

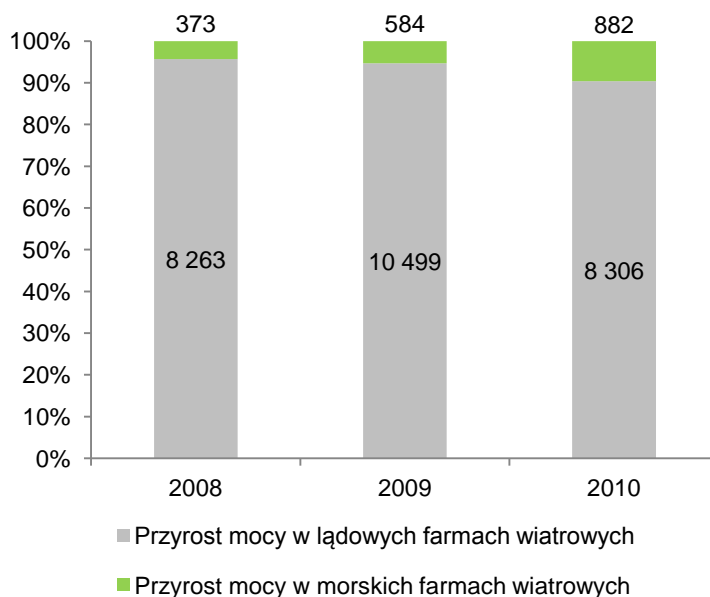
Wykres 10. Moc zainstalowana w morskich oraz lądowych elektrowniach wiatrowych w Europie w latach 2007 - 2010



Źródło: Wind In our sails, EWEA, 2011

Niemniej jednak sektor energetyki morskiej rozwija się znacząco szybciej niż sektor energetyki wiatrowej na lądzie, co znajduje odzwierciedlenie w poziomie mocy źródeł wytwórczych oddawanych co roku do użytku. O ile w 2008 roku 373 MW nowej mocy wytwórczych pochodziło z MFW co stanowiło 4,3% wszystkich nowych mocy w elektrowniach wiatrowych, o tyle w 2010 udział ten wyniósł już 9,6% (przy poziomie nowych mocy zainstalowanych wynoszącym 882 MW). Szczegółowe dane w tym zakresie zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 11. Przyrost mocy w elektrowniach wiatrowych w Europie w latach 2008 – 2010 w podziale na źródła morskie i lądowe

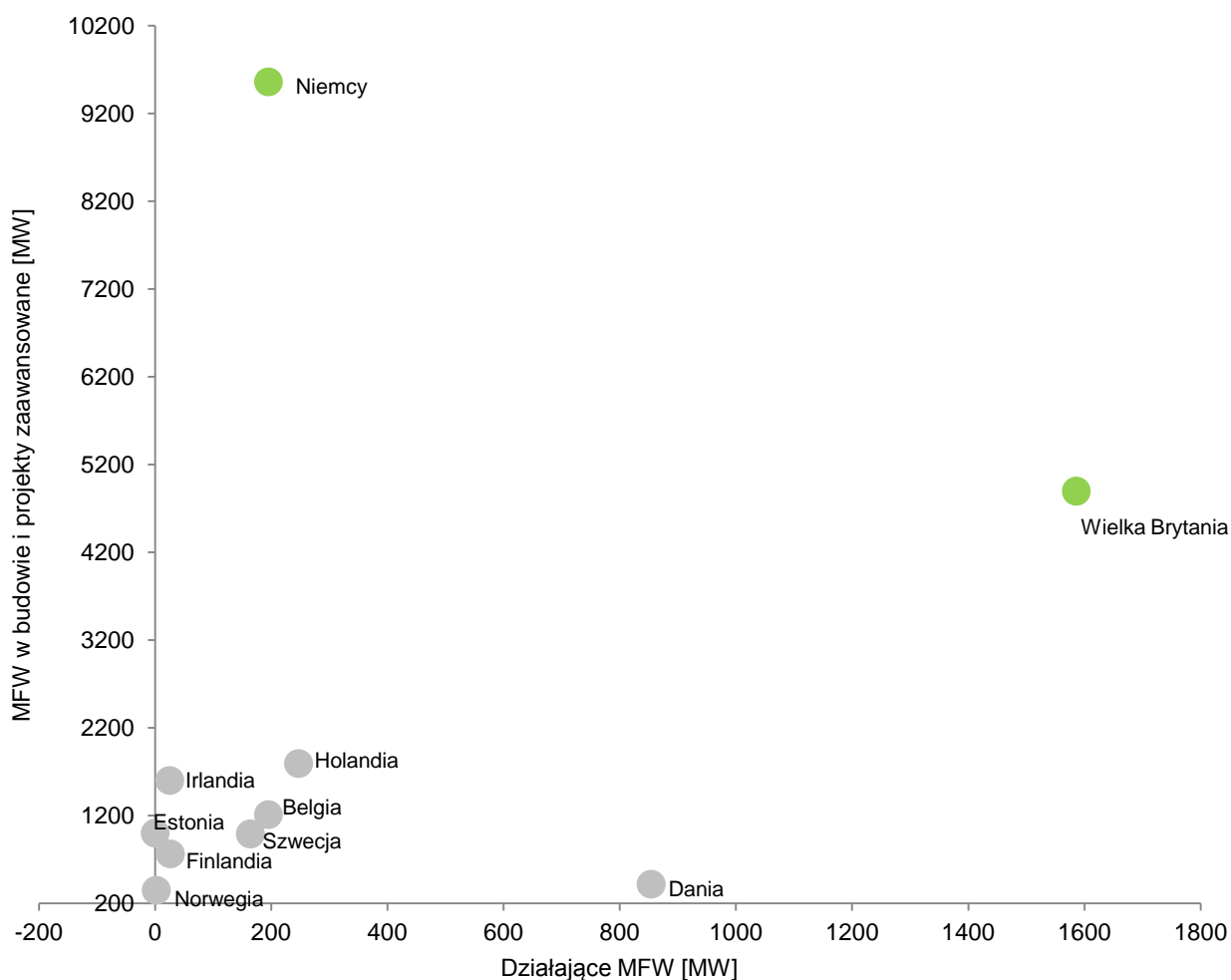


Źródło: EWEA, 2011

Poziom rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w poszczególnych krajach członkowskich UE jest ściśle uzależniony od uwarunkowań naturalnych (obszary morskie) oraz wprowadzonych rozwiązań regulacyjnych zapewniających niezbędne wsparcie dla inwestorów. Pod względem wielkości mocy zainstalowanej w morskich farmach wiatrowych zdecydowanie dominuje Wielka Brytania, gdzie do połowy 2011 roku zainstalowano ponad połowę mocy istniejących w Europie (ok. 1 586 MW). Poza Wielką Brytanią jeszcze 7 krajów europejskich posiada znaczące morskie źródła wytwarzania energii elektrycznej. Są to: Dania (854 MW), Holandia (247 MW), Niemcy (195 MW), Belgia (195 MW), Szwecja (164 MW) oraz Finlandia i Irlandia po około 25 MW. Poza UE jedną morską turbinę wiatrową zainstalowano w Norwegii.

Również w zakresie morskich farm wiatrowych znajdujących się w budowie zdecydowanym liderem jest Wielka Brytania, gdzie w perspektywie 4 lat planowane jest oddanie do użytku ok. 4,9 GW dodatkowych mocy wytwórczych. Należy podkreślić, iż farmy wiatrowe na morzu, które znajdują się obecnie w budowie mają znacząco większą moc (ok. 5,6 GW) niż elektrownie morskie już uruchomione (ok. 4 GW). Kolejne 17 GW powinna przynieść w najbliższych latach realizacja projektów zaawansowanych (tj. posiadających odpowiednie pozwolenia). Szczegółowe dane w zakresie mocy zainstalowanej MFW w poszczególnych krajach UE w podziale na źródła istniejące oraz projekty inwestycyjne w budowie i zaawansowane zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 12. Stan obecny i plany rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w UE (wg informacji z połowy 2011 roku) w krajach UE.



Źródło: EWEA, 2011

Duża skala realizowanych/planowanych projektów inwestycyjnych sprzyja dynamicznemu rozwojowi technologii oraz znacząco przyczynia się do wzrostu efektywności wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Prace badawcze umożliwiają osiągnięcia coraz lepszej efektywności przemiany energii mechanicznej (wiatr) na energię elektryczną oraz poprawiają niezawodność pracy turbin wiatrowych na morzu. W szczególności dzięki wzrostowi dojrzałości sektora morskich elektrowni wiatrowych:

- spodziewany jest wzrost średniej mocy pojedynczej turbiny morskiej. W połowie 2011 średnia moc działających turbin wynosiła 3,4 MW, natomiast obecnie główni producenci, np. Siemens, REpower wprowadzają na rynek turbiny o mocach 6 MW, a w fazie badań i rozwoju są jeszcze większe turbiny, których moc dochodzi do 10 MW,
- zwiększy się jeszcze bardziej produktywność poprzez zastosowanie coraz nowocześniejszych przekładni, lepszych materiałów,
- możliwe będzie budowanie elektrowni wiatrowych w większym oddaleniu od brzegu i większej głębokości, także dzięki wykorzystaniu pływających platform i wykorzystaniu przesyłu energii elektrycznej na wysokim napięciu,
- znacząco zmniejszy się prawdopodobieństwo 'kolizji' środowiskowych związanych z ochroną krajobrazu dzięki zwiększaniu wiedzy o wpływie na środowisko i poprzez zwiększenie mocy pojedynczej turbiny co umożliwi ograniczenie wymaganego obszaru inwestycji.

Powyższe kwestie pozwalają zakładać, iż poprawa efektywności sektora (krzywa uczenia) będzie miała istotny wpływ na jednostkowy koszty wytwarzania energii w morskich farmach wiatrowych i znacząco poprawi konkurencyjność MFW jako technologii wytwarzania energii odnawialnej.

1.3 Stan obecny oraz możliwości rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce

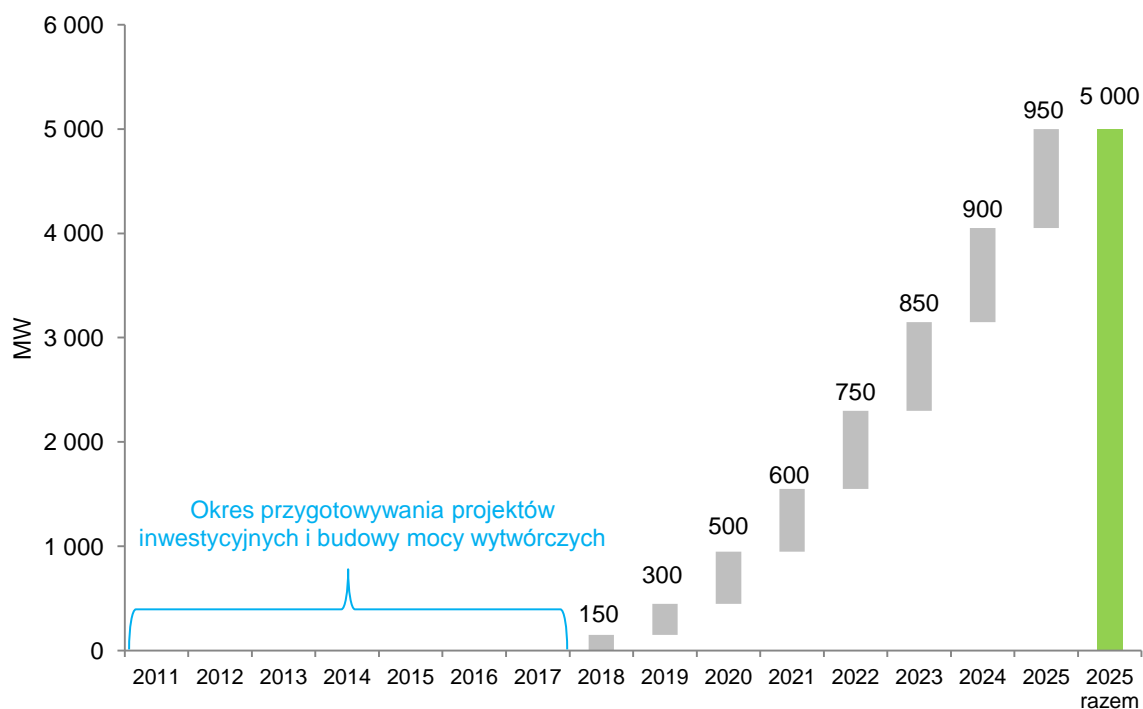
W polskiej strefie ekonomicznej nie powstały do tej pory żadne morskie farmy wiatrowe, brak jest również projektów inwestycyjnych, które znajdowałyby się w zaawansowanym stadium realizacji. **Całkowity brak rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce (pomimo sprzyjających warunków naturalnych) wynika przede wszystkim z barier o charakterze regulacyjnym oraz ekonomicznym (brak odpowiedniej rentowności projektów inwestycyjnych).**

Barieri o charakterze regulacyjnym (m.in. brak możliwości ustanowienia prawa użytkowania sztucznych wysp na dłużej niż 5 lat) oraz brak adekwatnego wsparcia dla tej technologii wytwarzania energii elektrycznej zostały w dużym stopniu usunięte dzięki nowelizacji ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej i administracji morskiej w 2011 roku. Ustawa znacząco poprawiła bowiem otoczenie regulacyjno-prawne dla powstania MFW w polskiej strefie ekonomicznej. Wprowadzono możliwość uzyskania pozwolenia na wznoszenie i użytkowanie sztucznych wysp do 30 lat z możliwością przedłużenia pozwolenia. Jednocześnie jednak zakazano budowy morskich farm wiatrowych w strefie 12 mil morskich od brzegu.

Nowe uregulowania prawne spotkały się z pozytywną reakcją inwestorów zainteresowanych budową morskich farm wiatrowych w polskiej strefie ekonomicznej. Informacje publiczne z 2011 roku wskazują, że kilka firm jest już w fazie wczesnego planowania projektów inwestycyjnych. Do organów administracji publicznej zostały skierowane wnioski w sprawie udzielenia pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp między innymi przez PKN ORLEN, PGE, Kulczyk Holding, Energetyka Polska, DEME, Generpol oraz EDP. **Należy mieć jednakże na uwadze, iż żaden z projektów zakładających budowę morskich farm wiatrowych nie zostanie zrealizowany jeżeli nie będzie spełniał podstawowych kryteriów opłacalności ekonomicznej** tzn. inwestorzy nie będą w stanie osiągnąć stopy zwrotu odzwierciedlającej ponoszone ryzyko. Trzeba przy tym uwzględnić, iż inwestycje w morskie farmy wiatrowe w Polsce są bardziej ryzykowane, kosztowne i czasochłonne niż inwestycje w elektrownie wiatrowe pracujące na lądzie. Wynika to przede wszystkim z bardzo wczesnego etapu rozwoju podsektora MFW w Polsce oraz dynamicznego przyrostu mocy zainstalowanych w innych krajach UE, co sprawia, iż w łańcuchu dostaw związanym z budową MFW powstają „wąskie gardła” opóźniające proces realizacji projektów. **Ponieważ bariery dla rozwoju morskich farm wiatrowych w Polsce o charakterze regulacyjnym zostały w dużym stopniu usunięte, niezbędne jest zapewnienie odpowiedniego poziomu przychodów dla wytwórców energii w MFW (usunięcie barier o charakterze ekonomicznym).** Kluczowym działaniem w tym zakresie powinno być stworzenie stabilnych i przewidywalnych w długim okresie zasad przyznawania świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych wraz z mechanizmem uwzględniającym różnice w kosztach wytwarzania energii w oparciu o różne technologie OZE.

Zapewnienie ekonomicznej opłacalności inwestycji w morskie farmy wiatrowe umożliwi wykorzystanie znaczącego potencjału Polski w zakresie pozyskania energii z tych źródeł. **W oparciu o szacunki przeprowadzone przez Fundację na Rzecz Energetyki Zrównoważonej możliwe jest, aby w perspektywie do roku 2025 powstały w Polsce morskie farmy wiatrowe o łącznej mocy ok. 5 GW, a do roku 2030 – łącznie ok. 10 GW.** Zgodnie z prognozami, pierwsze MFW mogłyby zostać uruchomione w roku 2018, przy założeniu, iż prace nad realizacją projektów inwestycyjnych zostaną rozpoczęte w latach 2011/2012 i będą istniały korzystne warunki finansowe, prawne jak i techniczno-środowiskowe do ich przeprowadzenia. Szczegółowe informacje w zakresie zakładanej ścieżki wzrostu mocy zainstalowanych w MFW w Polsce w perspektywie roku 2025 zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 13. Możliwy przyrost mocy zainstalowanych w MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025



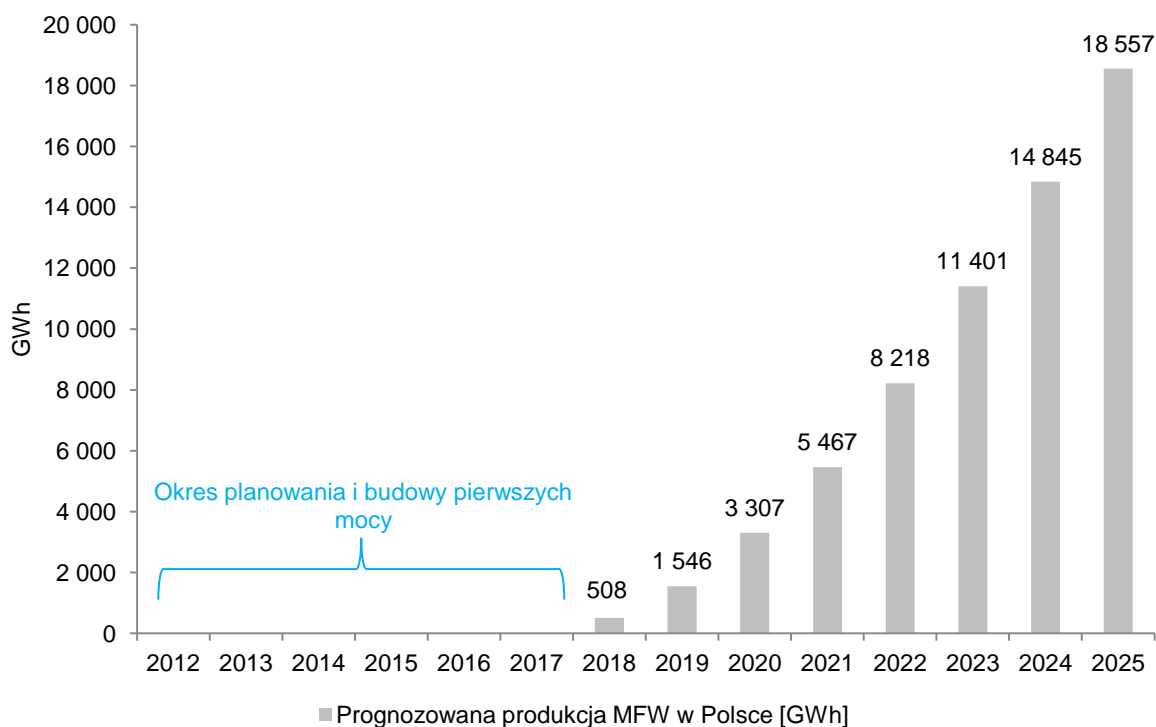
Źródło: opracowanie własne

Należy podkreślić, iż wstępna ocena warunków wietrznych wskazuje, że plany inwestorów w Polsce nie powinny być ograniczone przez warunki wietrzności. Obszar polskiej strefy ekonomicznej charakteryzuje bowiem się jednym z największych potencjałów wiatru na Morzu Bałtyckim. Eksperti Instytutu Morskiego w Gdańsku wskazują, że w produktywność 1 MW mocy w polskiej strefie ekonomicznej może być wyższa niż średnia dla obszaru Bałtyku.¹³ Ocenia się, że potencjał techniczny wiatru pozwala na zainstalowanie nawet do 35 GW w Polsce. Wykorzystanie potencjału Polski w zakresie MFW jest zatem ściśle uzależnione od zapewnienia inwestorom przewidywalnych i stabilnych warunków prowadzenia działalności inwestycyjnej przy satysfakcjonującej stopie zwrotu z zaangażowanego kapitału.

W związku z powyższym zainstalowanie pierwszych MFW w Polsce powinno pozwolić na wyprodukowanie w 2012 roku ok. 500 GWh zielonej energii. Prognozowany przyrost mocy zainstalowanej wraz ze wzrostem efektywności kolejnych MFW przyczyni się do dynamicznego zwiększania się produkcji rok do roku. Łączne moce MFW pracujące w polskiej strefie ekonomicznej mogą wyprodukować w 2025 roku nawet ok. 19 TWh. Jest to znacząco więcej niż cała produkcja odnawialnej energii elektrycznej obecnie w Polsce (ok. 11 TWh). Szczegółowe informacje w zakresie zakładanej produkcji MFW w Polsce w perspektywie roku 2025 zostały przedstawione na wykresie poniżej.

¹³ Możliwości wykorzystania polskich obszarów morskich do rozwoju energetyki wiatrowej, J. Gajewski, K. Szeffler, B. Hac, J. Zaucha, Instytut Morski w Gdańsku, materiały z konferencji Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej 2011

Wykres 14. Prognozowana roczna produkcja energii elektrycznej w MFW w Polsce w latach 2012-2025



Źródło: opracowanie własne

Ponadto morska energetyka wiatrowa jest jedyną technologią OZE, która będzie powodować znaczące przychody budżetowe, zanim zaczną powodować koszty z tytułu objęcia systemem wsparcia. Do czasu uruchomienia pierwszych instalacji, dla wszystkich przygotowywanych projektów będą wydawane pozwolenia na wznoszenie sztucznych wysp i konstrukcji na morzu, za których wydanie pobierana jest opłata w wysokości 1% wartości przedsięwzięcia, z czego 70% płatne jest do momentu oddania farmy do użytku. Biorąc pod uwagę, że rozpatrywane obecnie wnioski o wydanie takiego pozwolenia obejmują projekty o wartości przekraczającej 250 mld zł, do roku 2020 z tytułu tylko tych opłat może wpłynąć do budżetu państwa nawet ok. 1,75 mld zł. Aby to jednak nastąpiło, niezbędne jest przekonanie już teraz inwestorów o opłacalności przygotowywanych przez nich inwestycji.

2 Podejście do analizy w zakresie określenia niezbędnego poziomu wsparcia dla energetyki wiatrowej na morzu w Polsce w perspektywie do roku 2025

W niniejszym rozdziale przedstawione zostało podejście do oszacowania poziomu przychodów dla wytwórców energii w morskich elektrowniach wiatrowych w Polsce, który zapewni im rentowność działalności przy satysfakcjonującej stopie zwrotu z zainwestowanego kapitału. W szczególności w rozdziale zostały przedstawione źródła danych wykorzystanych do określenia kosztów budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych jak również metodyka przeprowadzenia analiz w zakresie oszacowania jednostkowego kosztu wytwarzania energii w farmach budowanych w strefie ekonomicznej Polski, który stanowił podstawę do wyznaczenie niezbędnego poziomu wsparcia.

2.1 Źródła danych wykorzystanych w analizie

Szacunkowe koszty budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025 zostały określone w oparciu o:

- **dane empiryczne zebrane poprzez badanie ankietowe inwestorów** planujących inwestycje w morskie elektrownie wiatrowe na obszarze morza Bałtyckiego i Północnego – wzór ankiety został zamieszczony w Załączniku nr 3 do niniejszego Raportu.
- **dostępne publicznie historyczne dane w zakresie poziomu kosztów inwestycyjnych (CAPEX) jak i kosztów operacyjnych (OPEX)** związanych z budową i eksploatacją morskich elektrowni wiatrowych funkcjonujących na obszarze morza Bałtyckiego i Północnego. Dane te zostały pozyskane z następujących źródeł:
 - o Dane EWEA: strona internetowa, raporty: Pure Power, EWEA, 2009, The Economics of Wind Energy, EWEA, 2010
 - o Europe's onshore and offshore wind energy potential, EEA technical report, 2009
 - o Offshore wind. Forecasts of future costs and benefits, Renewable UK, BVG Associates, 2011
 - o Study of the cost of offshore wind generation, Offshore Design Engineering, 2009
 - o Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK, Department of Energy and Climate Change, 2011
 - o Costs of low-carbon generation technologies, Committee on Climate Change, Mott MacDonald, 2011
 - o Morski wiatr kontra atom, Greenpeace, IEO, 2011
 - o Offshore Wind in Europe, KPMG, 2010
 - o Cost of and financial support for offshore wind, Ernst & Young, 2009
- **Dostępne publicznie dane w zakresie historycznych wartości kluczowych czynników kosztotwórczych**, które wpływają na wartość nakładów inwestycyjnych i operacyjnych związanych z budową i eksploatacją MFW w Polsce.

Pełna lista źródeł, które wykorzystano w ramach analizy została zamieszczona w Załączniku nr 2.

2.2 Metodyka przeprowadzenia analizy

Podstawowym celem analizy jest oszacowanie wartości ceny pakietowej w latach 2012 - 2025 (tj. ceny sprzedaży energii elektrycznej wraz z ceną świadectwa pochodzenia energii z OZE) **osiąganej przez wytwórcę energii w elektrowni wiatrowej na morzu w Polsce, która zapewni odpowiednią rentowność budowy i eksploatacji MFW.** W oparciu o wartość ceny pakietowej i założenia w zakresie kształtowania się cen energii elektrycznej w Polsce oszacowany został niezbędny poziom wsparcia dla morskich farm wiatrowych, który musi zostać zapewniony poprzez sprzedaż praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii (tzw. luka przychodowa).

Głównym założeniem przy wyznaczaniu ceny pakietowej było zapewnienie inwestorom granicznej stopy zwrotu, która zapewnia atrakcyjność inwestycyjną sektora i umożliwi rozwój elektrowni wiatrowych na morzu w Polsce, **tj. oszacowanie takiego poziomu przychodów, który pokrywa zarówno koszty inwestycyjne oraz operacyjne jak i zapewnia oczekiwany zwrot z zaangażowanego kapitału.**

A zatem, w celu zapewnienia opłacalności ekonomicznej budowy MFW w Polsce cena pakietowa powinna dla każdego roku spełniać następujące założenie:

$$(Wzór 1) \quad CP_n \geq JKWE_n$$

gdzie:

CP_n – cena pakietowa sprzedaży energii elektrycznej i świadectwa pochodzenia energii w roku „n” [PLN/MWh], równa sumie prognozowanej ceny energii elektrycznej i cenie sprzedaży świadectwa pochodzenia.

$JKWE_n$ – jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w MFW w Polsce w roku „n” [PLN/MWh], który zapewnia osiągnięcie zakładanej stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału i obliczany zgodnie ze Wzorem 2 zamieszczonym poniżej.

Szczegółowe założenia oraz metodyka kalkulacji zarówno jednostkowego kosztu wytworzenia energii w MFW jak i ceny pakietowej (umożliwiającej oszacowanie poziomu wsparcia) zostały przedstawione w dalszych częściach Raportu.

2.2.1 Podejście do oszacowania jednostkowego kosztu wytwarzania energii w MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025

Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w MFW w Polsce ($JKWE_n$) został oszacowany dla każdego roku z okresu 2012 – 2025 i odzwierciedla całkowite (tj. wraz z ze zwrotem na kapitale) koszty związane z pozyskaniem energii elektrycznej w z morskich farm wiatrowych przy zapewnieniu inwestorom wymaganej stopy zwrotu. Został on oszacowany w oparciu o następujący wzór:

$$(Wzór 2) \quad JKWE_n = \frac{\overset{1}{CAPEX_{MOD}} \times \overset{2}{WZK} \times \overset{3}{(1+KKB)} + \overset{4}{OPEX_S}}{\overset{5}{E}} + \overset{6}{OPEX_Z}$$

gdzie:

- 1 $CAPEX_{MOD}$ – skorygowane nakłady inwestycyjne w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej [PLN/MW] w danym roku, obliczone zgodnie ze Wzorem 3.

$$(Wzór 3) \quad CAPEX_{MOD} = CAPEX_{2011} \times SKWU \times WKK$$

gdzie:

$CAPEX_{2011}$ – dostosowane do uwarunkowań Polski hipotetyczne nakłady inwestycyjne na budowę 1 MW mocy zainstalowanej w MFW w warunkach z 2011 roku [PLN/MW]

$SKWU$ – skumulowany wskaźnik uczenia się dla branży w perspektywie do roku 2025 obliczony zgodnie ze Wzorem 4:

$$(Wzór 4) \quad SKWU = \left(\frac{\text{Planowana moc MFW w Europie}}{\text{Obecna moc MFW w Europie}} \right)^{\frac{\ln(1-KU)}{\ln(2)}}$$

gdzie:

KU – współczynnik krzywej uczenia się dla branży w perspektywie do roku 2025 [%]

WKK – wskaźnik korekty kosztów inwestycyjnych wynikający z prognozy rozwoju czynników kosztowych w perspektywie do roku 2025

- 2 WZK – wskaźnik zwrotu z kapitału [%], obliczony zgodnie ze Wzorem 5:

$$(Wzór 5) \quad WZK = \frac{d \times (1+d)^n}{(1+d)^n - 1}$$

gdzie:

d - zakładana stopa zwrotu z kapitału

n - liczba lat objętych prognozą

- 3 KKB – koszt kapitału w czasie budowy [%], obliczany zgodnie ze Wzorem 6:

$$(Wzór 6) \quad KKB = \sum_{k=1}^{CB} W_k \times (1+r)^{CB-(k-1)} - 1$$

Gdzie:

CB – czas budowy

k – rok budowy

W_k – Udział nakładów inwestycyjnych w danym roku „k”

r – średni ważony koszt kapitału wykorzystanego do finansowania budowy MFW.

- 4 $OPEX_S$ – roczne stałe koszty operacyjne obliczone zgodnie z [PLN/MW]

- 5 $OPEX_Z$ – zmienne koszty operacyjne [PLN/MWh]

- 6 E – średnia roczna produkcja energii elektrycznej z 1 MW [MWh]

2.2.2 Podejście do oszacowania niezbędnego poziomu wsparcia dla MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025

Na bazie przeprowadzonej kalkulacji jednostkowego kosztu wytworzenia energii w MFW można było wskazać jednostkową cenę pakietową [PLN/MWh], którą powinien otrzymać inwestor za każdą MWh wyprodukowanej energii, tak aby pokryte były wszelkie koszty działalności farmy oraz oczekiwania inwestora w zakresie stopy zwrotu, tj. spełnione było równanie wyrażone Wzorem 1.

Na potrzeby analiz założono, że cena pakietowa (CP_n) tj. całkowity jednostkowy przychód wytwórcy energii w morskiej farmie wiatrowej w Polsce będzie składała się jedynie z dwóch komponentów:

- ceny sprzedaży 1 MWh energii elektrycznej (P_E) oraz
- ceny sprzedaży świadectwa pochodzenia (P_{SP})¹⁴.

W oparciu o wartość ceny pakietowej możliwe jest zatem obliczenie niezbędnego poziomu wsparcia, które musi być zapewnione przez przychody ze sprzedaży świadectwa pochodzenia energii (odjęcie od ceny pakietowej przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej. Wyraża to Wzór 7 poniżej:

(Wzór 7)
$$P_{SP} = CP_n - P_E$$

Gdzie:

P_{SP} – przychód ze sprzedaży świadectwa pochodzenia (niezbędny poziom wsparcia w danym roku) wyrażony w PLN/MWh

CP_n – cena pakietowa sprzedaży energii elektrycznej i świadectwa pochodzenia energii w roku „n” [PLN/MWh],

P_E – przychód ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku wyrażony w PLN/MWh

Wyniki w zakresie oszacowania niezbędnego poziomu wsparcia dla morskich farm wiatrowych Polsce zostały zamieszczone w rozdziale 4 niniejszego Raportu.

W celu zobrazowania wpływu kluczowych zmiennych na wymagany poziom wsparcia dokonano również analizy wrażliwości dla następujących wielkości:

- wymagana przez inwestorów stopa zwrotu,
- średni bazowy poziom nakładów inwestycyjnych w 2011 roku,
- wpływ krzywej uczenia się na koszty inwestycyjne,
- wpływ czynników kosztowych na koszty inwestycyjne,
- poziom kosztów operacyjnych.

Wyniki analizy wrażliwości zostały zamieszczone w rozdziale 5 niniejszego Raportu.

¹⁴ Formalnie towarem handlowym jest prawo majątkowe do świadectwa pochodzenia wyrażone z dokładnością do 1 kWh

3 Analiza obecnych oraz przyszłych kosztów budowy i funkcjonowania morskich elektrowni wiatrowych w Polsce

W niniejszym rozdziale przedstawione zostało podejście oraz wyniki oszacowania kosztów inwestycyjnych (CAPEX) oraz kosztów operacyjnych (OPEX) związanych z budową i eksploatacją MFW w Polsce (przy założeniu realizacji scenariusza rozwoju mocy zainstalowanych przedstawionego w punkcie 1.3 niniejszego opracowania) w perspektywie do roku 2025. W szczególności przeprowadzona została analiza hipotetycznego kosztu budowy morskich farm wiatrowych w Polsce w warunkach roku 2011 oraz zidentyfikowane zostały kluczowe czynniki kosztowe, na podstawie których możliwe jest oszacowanie wartości kosztów w perspektywie do roku 2025.

3.1 Szacunkowe koszty wytworzenia energii elektrycznej w MFW dla roku 2011

Koszty wytworzenia energii elektrycznej w MFW mogą zostać podzielone na podstawowe kategorie obejmujące:

- Koszty inwestycyjne związane z budową i uruchomieniem elektrowni wiatrowej (CAPEX),
- Koszty operacyjne związane z eksploatacją elektrowni wiatrowej (OPEX),
- Koszty związane z zapewnieniem odpowiedniej stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału (ZNK).

Poniżej opisana została metodyka oszacowania wartości poszczególnych grup kosztów oraz przedstawione zostały szacunkowe wyniki w zakresie poziomu kosztów inwestycyjnych oraz operacyjnych dla zakładanego rozwoju MFW w Polsce (w warunkach dla roku 2011).

3.1.1 Jednostkowe koszty inwestycyjne związane z budową i uruchomieniem MFW dla roku 2011

Koszty inwestycyjne (CAPEX) w zakresie budowy elektrowni wiatrowych w Polsce zostały oszacowane w oparciu o następującą metodykę:

Krok 1 – Analiza poziomu kosztów inwestycyjnych dla wybranych projektów MFW na obszarze morza Bałtyckiego i morza Północnego

W oparciu o źródła przedstawione w punkcie 2.1 niniejszego Raportu zebrane zostały dane dla projektów inwestycyjnych związanych z budową MFW w rejonie morza Bałtyckiego oraz morza Północnego w okresie 2007-2011 (tj. projekty, które zostały uruchomione w tym okresie lub znajdują się w trakcie budowy). Dane w zakresie kosztów inwestycyjnych zostały zebrane oddzielnie dla następujących kategorii kosztowych:

- Koszty związane z przygotowaniem projektu inwestycyjnego,
- Koszty związane z zakupem i budową kluczowych elementów elektrowni wiatrowej, w tym:
 - Koszty zakupu turbiny wiatrowej,
 - Koszty fundamentów,
 - Koszty wewnętrznej i zewnętrznej sieci energetycznej.
- Pozostałe koszty inwestycyjne, np. ubezpieczenie.

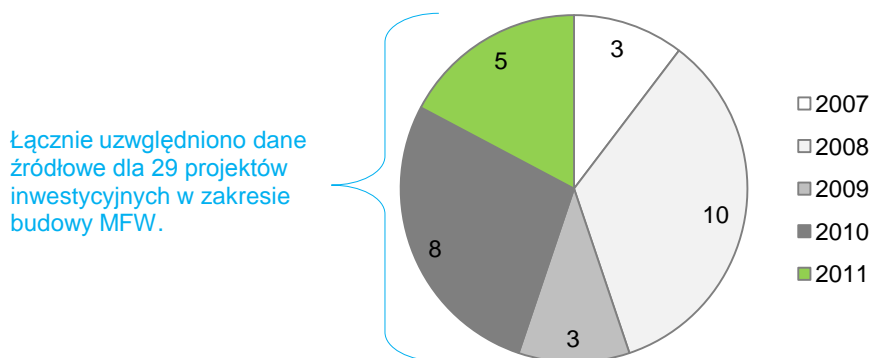
Krok 2 – Obliczenie danych reprezentatywnych dla roku 2011

Na podstawie danych źródłowych zebranych w ramach Kroku 1 obliczone zostały dane reprezentatywne dla roku 2011. W szczególności oznaczało to przeprowadzenie następujących działań:

- Krok 2.1 – Obliczenie kosztów jednostkowych tj. określenie kosztów inwestycyjnych w przeliczeniu na MW mocy zainstalowanej dla poszczególnych kategorii kosztowych.
- Krok 2.2. – Uwzględnienie wskaźnika zmiany kosztów budowy MFV w okresie 2007-2011 (standaryzacja kosztów do warunków z roku 2011) – w oparciu o skumulowany wskaźnik inflacji.
- Krok 2.3 – Podzielenie danych źródłowych w zakresie CAPEX na dane dotyczące projektów, w stosunku do których znane były kluczowe parametry obejmujące odległość od brzegu oraz średnią głębokość posadowienia fundamentów.
- Krok 2.4 – Zindeksowanie wartości jednostkowych nakładów inwestycyjnych do poziomu bazowego jak dla MFV zlokalizowanej w strefie 0-10 km od brzegu.
- Krok 2.5 – Obliczenie mediany jednostkowego kosztu inwestycyjnego [EUR / MW] ($CAPEX_{2011 \text{ bazowy}}$) z wykorzystaniem wagi 0,8 dla projektów, dla których posiadano dane o odległości od brzegu i 0,2 dla projektów referencyjnych lub uśrednionych danych zbiorczych.

W wyniku tych działań otrzymano ustandaryzowany CAPEX dla projektów w strefie brzegowej 0-10 km wyrażony w EUR / MW dla 2011 roku ($CAPEX_{2011 \text{ bazowy}}$). W celu maksymalnego uwzględnienia specyfiki realizacji inwestycji w MFV na terytorium Polski koszt ten został poddany dalszym modyfikacjom opisanym w ramach Kroku 3.

Wykres 15. Ilość projektów inwestycyjnych, z których pozyskano dane źródłowe w zakresie CAPEX dla poszczególnych lat




Źródło: Opracowanie własne

Krok 3 – Korekta danych w celu uwzględnienia uwarunkowań budowy MFW w Polsce

W kolejnym kroku dokonano korekty kosztów ustandaryzowanych ($CAPEX_{2011\text{bazowy}}$) w celu uwzględnienia uwarunkowań budowy MFW w Polsce (min. 12 mil morskich (ok. 22 km) od brzegu). Korekta ta została przeprowadzona w oparciu o wskaźniki pokazujące wpływ odległości od brzegu i głębokości posadowienia fundamentów MFW na jednostkowe koszty inwestycyjne. Szczegółowe dane dotyczące wartości wskaźników korekcyjnych zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 1. Mnożnik wzrostu CAPEX w zależności od odległości od brzegu i głębokości posadowienia MFW

Głębokość [m]	Odległość od brzegu [km]							
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-100	100-200	>200
10-20	1,000	1,022	1,043	1,065	1,086	1,183	1,408	1,598
20-30	1,067	1,090	1,113	1,136	1,159	1,262	1,501	1,705
30-40	1,237	1,264	1,290	1,317	1,344	1,464	1,741	1,977
40-50	1,396	1,427	1,457	1,487	1,517	1,653	1,966	2,232

Legenda:  pole oznaczające mnożnik wzrostu CAPEX użyty do oszacowania nakładów inwestycyjnych w warunkach polskich

Źródło: opracowanie własne na podstawie Europe's onshore and offshore wind energy potential, EEA technical report, 2009, kolorem zielonym zaznaczone zostały wskaźniki wykorzystane do korekty jednostkowych kosztów inwestycyjnych.

Korekta została przeprowadzona przy założeniu, iż:

- 30% potencjału budowy MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025¹⁵ zostanie zrealizowana w odległości 20-30 km od brzegu i przy głębokości 20-30 m – tj. współczynnik korekty w wysokości 1,113.
- 25% potencjału budowy MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025 zostanie zrealizowana w odległości 30-40 km od brzegu i przy głębokości 20-30 m – tj. współczynnik korekty w wysokości 1,136.
- 25% potencjału budowy MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025 zostanie zrealizowana w odległości 30-40 km od brzegu i przy głębokości 30-40 m – tj. współczynnik korekty w wysokości 1,317.
- 20% potencjału budowy MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025 zostanie zrealizowana w odległości 50-100 km od brzegu i przy głębokości 10-20 m – tj. współczynnik korekty w wysokości 1,183.

Dodatkowo uwzględniono wzrost bazowego CAPEX o 1% z uwagi na regulacje ustawy o obszarach morskich (opłata dodatkowa). Regulacja ta zakłada obowiązek uiszczenia dodatkowej opłaty w wysokości 1% wartości planowanego przedsięwzięcia jeśli wydane pozwolenie przewiduje zajęcie wyłącznej strefy ekonomicznej pod sztuczną wyspę, konstrukcję i urządzenie.

Wartość planowanego przedsięwzięcia oblicza się biorąc pod uwagę ceny rynkowe urządzeń i usług niezbędnych do całkowitej realizacji przedsięwzięcia, na dzień składania wniosku o wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp.

¹⁵ Zgodnie z założeniami w zakresie przyrostu mocy zainstalowanej w MFW zawartymi w punkcie 1.3 niniejszego Raportu.

A zatem wartość jednostkowych kosztów inwestycyjnych związanych z budową morskich farm wiatrowych w Polsce w warunkach roku 2011 została obliczona w oparciu o następującą formułę:

$$(Wzór 8) \quad CAPEX_{2011 PL} = \frac{CAPEX_{2011 \text{ bazowy}} \times \text{mnożnik odległości/głębokości}}{1-1\%}$$

gdzie:

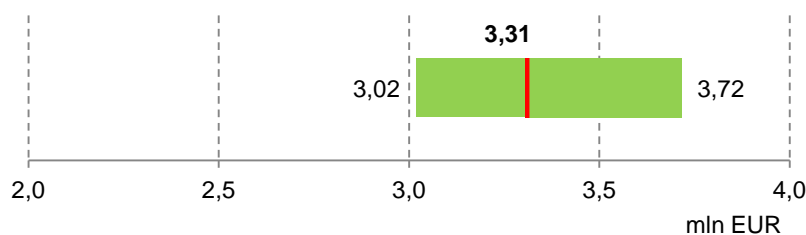
$CAPEX_{2011 PL}$ – hipotetyczny koszt budowy 1 MW mocy zainstalowanej w MFW w Polsce w warunkach z roku 2011 [mln EUR/MW).

$CAPEX_{2011 \text{ bazowy}}$ – bazowa wartość kosztu budowy 1 MW mocy zainstalowanej w MFW dla projektów zlokalizowanych na obszarze morza Bałtyckiego i Północnego o odległości do 10 km od brzegu [mln EUR/MW).

mnożnik odległości/głębokości - wskaźnik korekty jednostkowych kosztów inwestycyjnych w zależności od odległości od brzegu oraz średniej głębokości posadowienia fundamentów MFW na obszarze morza Bałtyckiego i Północnego

W oparciu o powyższą metodykę oszacowany został teoretyczny jednostkowy koszt rozbudowy MFW w Polsce dla roku 2011: 3,31 mln EUR / MW (mediana).

Wykres 16. Mediana i przedział nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej w MFW dla Polski w warunkach z 2011 roku

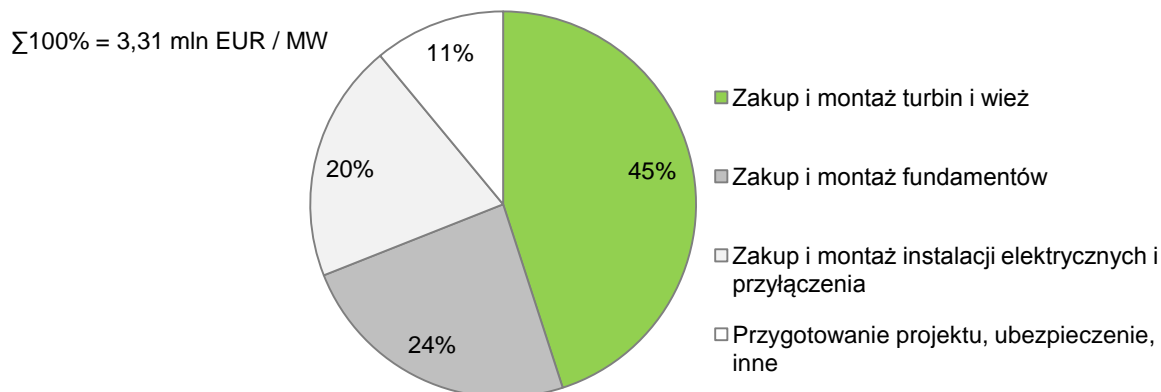


Źródło: opracowanie własne

Należy podkreślić, iż $CAPEX_{2011 PL}$ jest wartością teoretyczną i wskazuje na średni oczekiwany poziom nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej w MFW w Polsce w warunkach z roku 2011. Rzeczywisty poziom nakładów inwestycyjnych będzie ściśle uzależniony od konkretnego projektu i może różnić się od wyliczonej wartości, natomiast zgodnie z przyjętą metodyką powinien mieścić się w przedziale 3,02 mln EUR/MW – 3,72 mln EUR/MW.

W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż w zakresie struktury jednostkowego kosztu inwestycyjnego zdecydowanie największy udział posiadają koszty związane z zakupem i montażem turbin i wież (45%), następnie koszty związane z budową fundamentów (ok. 24%). Natomiast na koszty związane z zakupem i montażem instalacji elektrycznych (zarówno wewnątrz farmy jak i instalacji niezbędnych do przyłączenia do systemu energetycznego) przypada ok. 20% kosztów inwestycyjnych a pozostała część nakładów (11%) jest związana z kosztami ponoszonymi w fazie przygotowania projektu. Szczegółowe dane w tym zakresie zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 17. Przykładowy udział poszczególnych grup kosztów w kosztach inwestycyjnych MFW

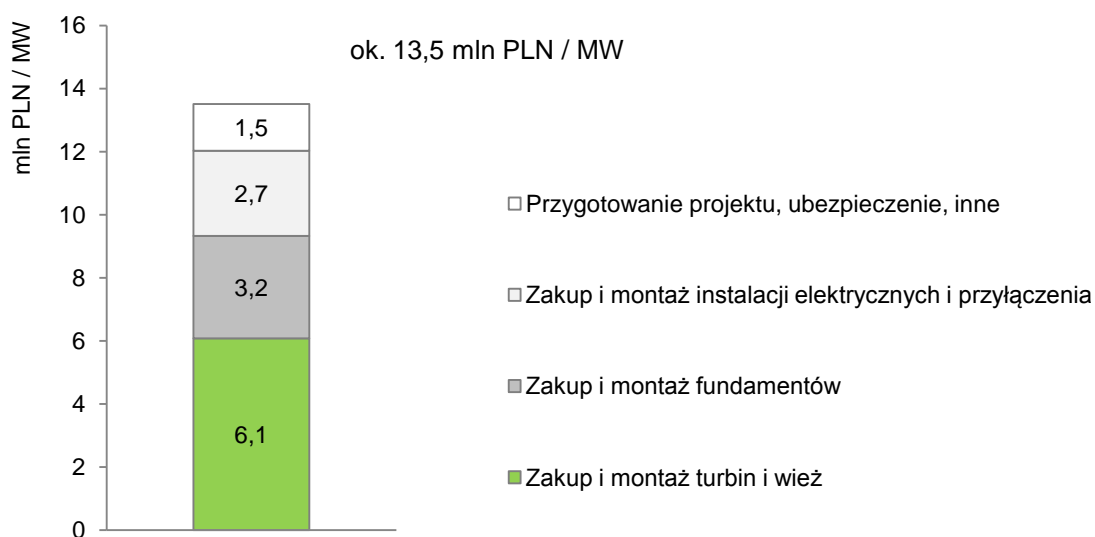


Źródło: opracowanie własne

Krok 4 – Przeliczenie CAPEX_{2011 PL} na wartości w PLN

Na potrzeby dalszych analiz dane w zakresie jednostkowych kosztów inwestycyjnych związanych budową morskich farm wiatrowych w Polsce zostały przeliczone na PLN przy użyciu średniego kursu EUR/PLN z 2011 roku (na podstawie danych NBP za okres 01.01.2011 - 31.12.2011). **CAPEX_{2011 PL} wyrażony w złotych wynosi 13,5 mln PLN/MW**. Szczegółowe wartości poszczególnych części składowych kosztów inwestycyjnych zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 18. Szacunkowy koszt budowy 1 MW mocy zainstalowanej w MFW w Polsce w warunkach z roku 2011



Źródło: Opracowanie własne

Podsumowując należy stwierdzić, iż CAPEX_{2011 PL} oszacowany na poziomie 13,5 mln PLN / MW jest wartością poglądową i został wykorzystany do prognozy kosztów inwestycyjnych w latach 2012-2025 (jako wartość bazowa podlegająca indeksacji w oparciu o kluczowe czynniki wpływające na wysokość nakładów inwestycyjnych).

3.1.2 Koszty operacyjne związane z eksploatacją morskich farm wiatrowych dla roku 2011

Koszty operacyjne (OPEX) związane z funkcjonowaniem MFW w Polsce warunkach roku 2011 zostały oszacowane w oparciu o następującą metodykę:

Krok 1 – Analiza poziomu kosztów operacyjnych dla wybranych projektów MFW na obszarze morza Bałtyckiego i morza Północnego

W oparciu o źródła przedstawione w punkcie 2.1 niniejszego Raportu zebrane zostały dane źródłowe dotyczące kosztów operacyjnych dla projektów inwestycyjnych związaną z budową MFW w rejonie morza Bałtyckiego oraz morza Północnego w okresie 2007-2011 (tj. projekty, które zostały uruchomione w tym okresie lub znajdują się w trakcie budowy). Dane w zakresie kosztów operacyjnych zostały zebrane oddzielnie dla następujących kategorii kosztowych:

- Koszty operacyjne o charakterze stałym ($OPEX_s$), tj. niezależne do wolumenu produkcji (wyrażone w PLN/MW),
- Koszty operacyjne o charakterze zmiennym ($OPEX_z$), tj. ściśle uzależnione od poziomu produkcji energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej (wyrażone w PLN/MWh).

Krok 2 – Oszacowanie danych reprezentatywnych dla roku 2011 – $OPEX_s$

Opierając się na danych źródłowych oszacowane zostały potencjalne koszty stałe $OPEX_s$ związane z eksploatacją MFW w 2011 roku w Polsce. Szacunek kosztów został przeprowadzony w oparciu o obliczenie wartości średnich dla poszczególnych kategorii kosztowych obejmujących:

- Utrzymanie i remonty,
- Opłaty serwisowe stałe,
- Dzierżawa terenu,
- Zarządzanie i opłaty stałe,
- Ubezpieczenia,
- Zużycie własne energii.

W oparciu o dane źródłowe prognozowana dla 2011 roku część stała kosztów operacyjnych została oszacowana na poziomie około 317 tys. PLN / MW. Kluczowym elementem składowym (ok. 39%, tj. 123 tys. PLN / MW) są koszty związane z utrzymaniem i remontami farmy a także opłaty za wykorzystanie obszaru morskiego i lądowego, na które przypada ok. 19% stałych kosztów operacyjnych. Szczegółowe dane w zakresie wartości poszczególnych elementów składowych $OPEX_s$ zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 2. Szacunkowa wartość kosztów operacyjnych stałych (OPEX_s) dla MFW działających w Polsce w warunkach z roku 2011

Koszty operacyjne stałe (OPEX_s)		2011
1. Utrzymanie i remonty	PLN/MW	123 000
2. Opłaty serwisowe stałe	PLN/MW	82 000
3. Dzierżawa obszaru	PLN/MW	60 000
4. Zarządzanie i opłaty stałe	PLN/MW	30 000
5. Ubezpieczenie	PLN/MW	20 000
6. Zużycie własne energii, przy założeniach:*	PLN/MW	2 000
6.1 Czas przestoju		5,00%
6.2 Moc poboru		0,70%
Razem OPEX_s	PLN/MW	317 000

* zaklasyfikowano jako koszty stałe ze względu na założenie, że bez względu na wolumen produkcji MFW będą miały ten sam czas przestoju
Źródło: opracowanie własne

Należy zaznaczyć, iż powyższy szacunek kosztów ma charakter przykładowy i został wykorzystany jedynie jako wartość bazowa do prognozy kosztów operacyjnych w latach 2012-2025 związanych z rozwojem morskich farm wiatrowych w Polsce. W przypadku poszczególnych projektów inwestycyjnych w zakresie budowy morskich farm wiatrowych w Polsce wartość stałych kosztów operacyjnych może się istotnie różnić w zależności od specyfiki danego projektu.

Krok 3 – Oszacowanie danych reprezentatywnych dla roku 2011 – OPEX_z

Część zmienna kosztów operacyjnych związanych z funkcjonowaniem MFW w Polsce w roku 2011 została oszacowana na poziomie 24 PLN / MWh i składają się na nią:

- koszty opłat serwisowych ponad stałą opłatę serwisową,
- koszty bilansowania produkcji energii elektrycznej.

Szczegółowe dane w zakresie wartości poszczególnych elementów zmiennych kosztów operacyjnych zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 3. Szacunkowa wartość kosztów operacyjnych zmiennych (OPEX_z) dla MFW działających w Polsce w warunkach z roku 2011

Koszty operacyjne zmienne (OPEX_z)		2011
Opłaty serwisowe zmienne *	PLN/MWh	14
Koszty bilansowania	PLN/MWh	10
Razem OPEX_z	PLN/MWh	24

* uwzględniane w części nadwyżki ponad opłatami stałymi
Źródło: opracowanie własne

3.1.3 Koszty związane z zapewnieniem odpowiedniej stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału (ZNK)

Wartość kosztów wynikających z konieczności zapewnienia dla inwestorów odpowiedniej stopy zwrotu została skalkulowana w oparciu o skumulowany wskaźnik zwrotu z kapitału, który został przedstawiony w punkcie 2.2.1:

(Wzór 5)
$$WZK = \frac{d \times (1+d)^n}{(1+d)^n - 1}$$

gdzie:

d - zakładana stopa zwrotu z kapitału została przyjęta na poziomie 12% (stałym w okresie prognozy 2012-2025).

n – liczba lat objętych prognozą (2012-2025).

Wartość oczekiwanej przez inwestorów stopy zwrotu z kapitału (d) z inwestycji w morskie farmy wiatrowe w Polsce oszacowana została na poziomie 12% w oparciu o analizę rentowności inwestycji w funkcjonujące projekty MFW w Europie oraz przy uwzględnieniu premii za ryzyko specyficzne kraju, w którym realizowana jest inwestycja. Ponadto część kosztów związanych z kosztem kapitału została uwzględniona w ramach współczynnika odzwierciedlającego konieczności sfinansowania inwestycji (tj. KKB) przy czym założony został dwuletni okres budowy a średnioważony koszt pozyskania finansowania na realizację inwestycji (r) został przyjęty na poziomie 10% (stałym w okresie prognozy).

3.2 Wpływ kluczowych czynników kosztowych oraz krzywej uczenia się na CAPEX

W celu dokonania prognozy kosztów budowy i funkcjonowania MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025 (zgodnie z scenariuszem rozwoju mocy zainstalowanej w MFW przedstawionym w punkcie 1.3 niniejszego Raportu) niezbędne jest uwzględnienie wpływu na koszty inwestycyjne (CAPEX_{2011 PL}) oraz operacyjne (OPEX_S oraz OPEX_Z) oszacowane dla roku 2011 zmian w zakresie następujących wielkości:

- **Kluczowe czynniki kosztotwórcze**, czyli czynniki które mogą mieć kluczowy wpływ na wartość kosztów inwestycyjnych oraz operacyjnych związanych budową i funkcjonowaniem morskich farm wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025.
- **Poprawa efektywności kosztowej sektora** (tzw. krzywa uczenia) – tj. wskaźnik odzwierciedlający wzrost efektywności kosztowej budowy/eksploatacji MFW z uwagi na postęp technologiczny i/lub efekty skali związane z wzrostem liczby zainstalowanych MW w morskich źródłach wiatrowych.

Poniżej przedstawiona została analiza poszczególnych elementów, które mogą wpływać na wartości kosztów inwestycyjnych i operacyjnych związanych z budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych w Polsce.

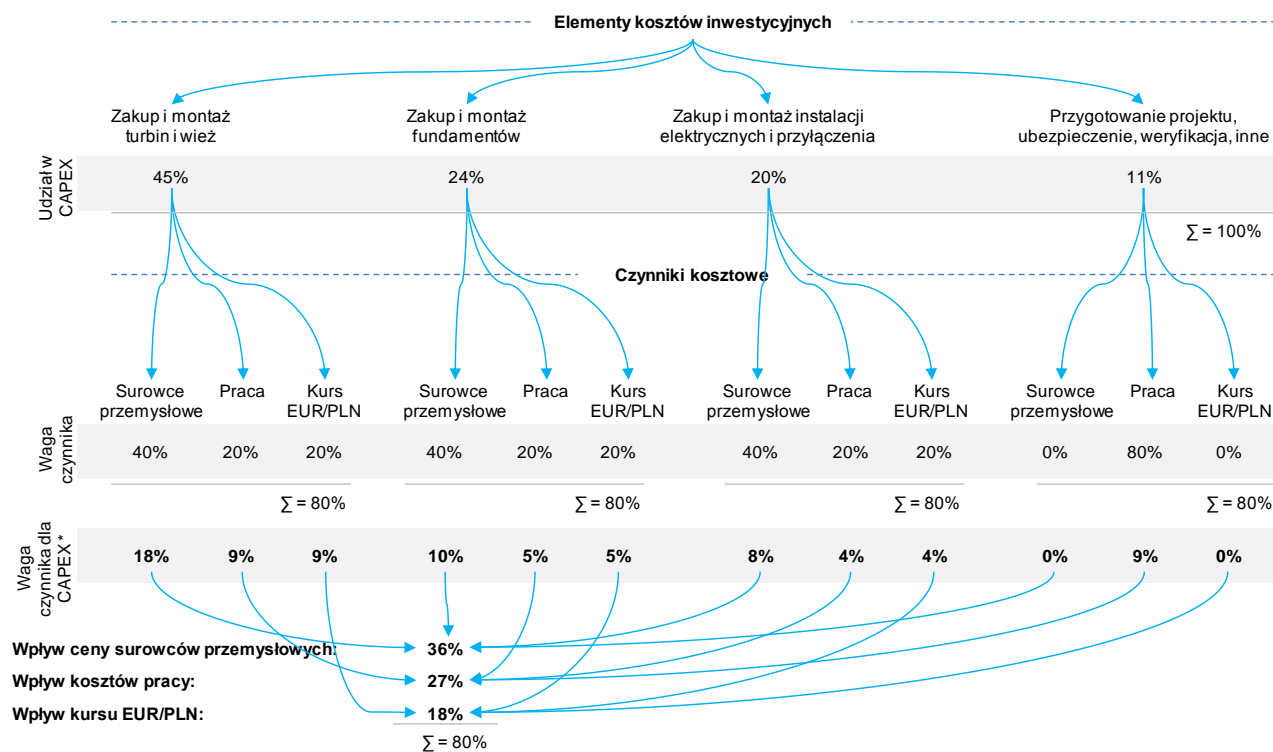
3.2.1 Kluczowe czynniki wpływające na koszt budowy morskich elektrowni wiatrowych

Z uwagi na zachowanie przejrzystości analiz przyjęto uproszczone założenie, iż 80% nakładów inwestycyjnych w poszczególnych kategoriach CAPEX jest zależne od następujących czynników kosztotwórczych:

- Cena surowców przemysłowych (głównie stali i miedzi),
- Koszty pracy,
- Kurs EUR/PLN.

Szczegółowe zależności pomiędzy czynnikami kosztotwórczymi oraz kategoriami kosztów inwestycyjnych zostały pokazane na schemacie poniżej.

Rysunek 1. Wpływ czynników kosztowych na poszczególne kategorie CAPEX



* Waga czynnika dla CAPEX = waga czynnika * udział w CAPEX

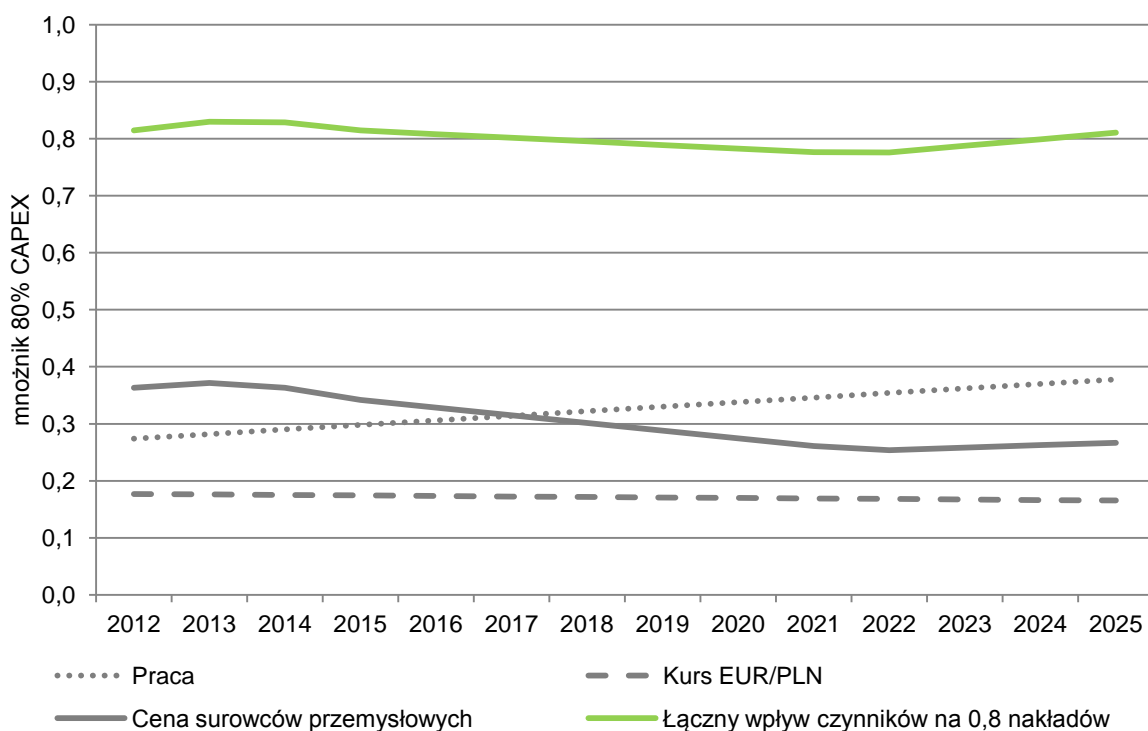
Źródło: opracowanie własne na podstawie Costs of low-carbon generation technologies, Committee on Climate Change, Mott MacDonald, 2011; Cost of and financial support for offshore wind, Ernst & Young, 2009; UK Offshore Wind: Charting the Right Course, British Wind Energy Association, Garrad Hassan, 2009

W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż 80% całkowitych nakładów inwestycyjnych związanych z budową morskich farm wiatrowych w Polsce jest zależna od omawianych czynników kosztotwórczych w następującym stopniu:

- cena surowców przemysłowych ma wpływ na 36% łącznych nakładów inwestycyjnych CAPEX,
- koszty pracy wpływają na 27% CAPEX,
- kurs EUR/PLN wpływa na 18% CAPEX.

Na podstawie wartości poszczególnych składników kosztowych i ich wpływ na całkowity CAPEX skonstruowany został wskaźnik korekty kosztów (WKK) który został następnie wykorzystany do projekcji jednostkowych kosztów inwestycyjnych w perspektywie do roku 2025 (zgodnie ze Wzorem 3 przedstawionym w punkcie 2.2.1 niniejszego Raportu). Szczegółowe dane w zakresie wartości WKK oraz udziału poszczególnych czynników kosztotwórczych w zmianach poziomu nakładów inwestycyjnych na budowę morskich farm wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025 został przedstawiony na wykresie poniżej.

Wykres 19. Wpływ czynników kosztowych na 80% wartości nakładów inwestycyjnych CAPEX



Źródło: opracowanie własne

Szczegółowe dane w zakresie prognozy zmian (w tym wyznaczenie linii trendu i linii prognozy) poszczególnych czynników kosztotwórczych oraz ich skumulowanego wpływu (mierzonego wskaźnikiem WKK) na jednostkowe nakłady inwestycyjne zostały zamieszczone w Załączniku nr 4 do niniejszego Raportu.

3.2.2 Poprawa efektywności kosztowej sektora (krzywa uczenia) w zakresie kosztów inwestycyjnych

Wartość kosztów inwestycyjnych CAPEX_{2011 PL} została dodatkowo zmodyfikowana o krzywą uczenia się sektora, to znaczy potencjalny spadek jednostkowych kosztów inwestycyjnych, który może zostać osiągnięty dzięki postępowi technologicznemu prowadzącemu do wzrostu efektywności wytwarzania oraz korzyściom wynikającym z efektu skali. Zgodnie z praktyką biznesową wpływ efektu „uczenia się” sektora jest wyrażany jako procentowy spadek jednostkowego kosztu przy podwojeniu się mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych na morzu. Na przykład współczynnik uczenia się równy 10% mówi o tym, że przy każdorazowym podwojeniu się mocy MFW, należy spodziewać się spadku kosztów o 10%. Na potrzeby niniejszego Raportu skumulowany wskaźnik krzywej uczenia (SKWU) został oszacowany w oparciu o Wzór 4 przedstawiony w punkcie 2.2.1 niniejszego Raportu:

$$\text{(Wzór 4)} \quad \text{SKWU} = \left(\frac{\text{Planowana moc MFW w Europie}}{\text{Obecna moc MFW w Europie}} \right)^{\frac{\ln(1-KU)}{\ln(2)}}$$

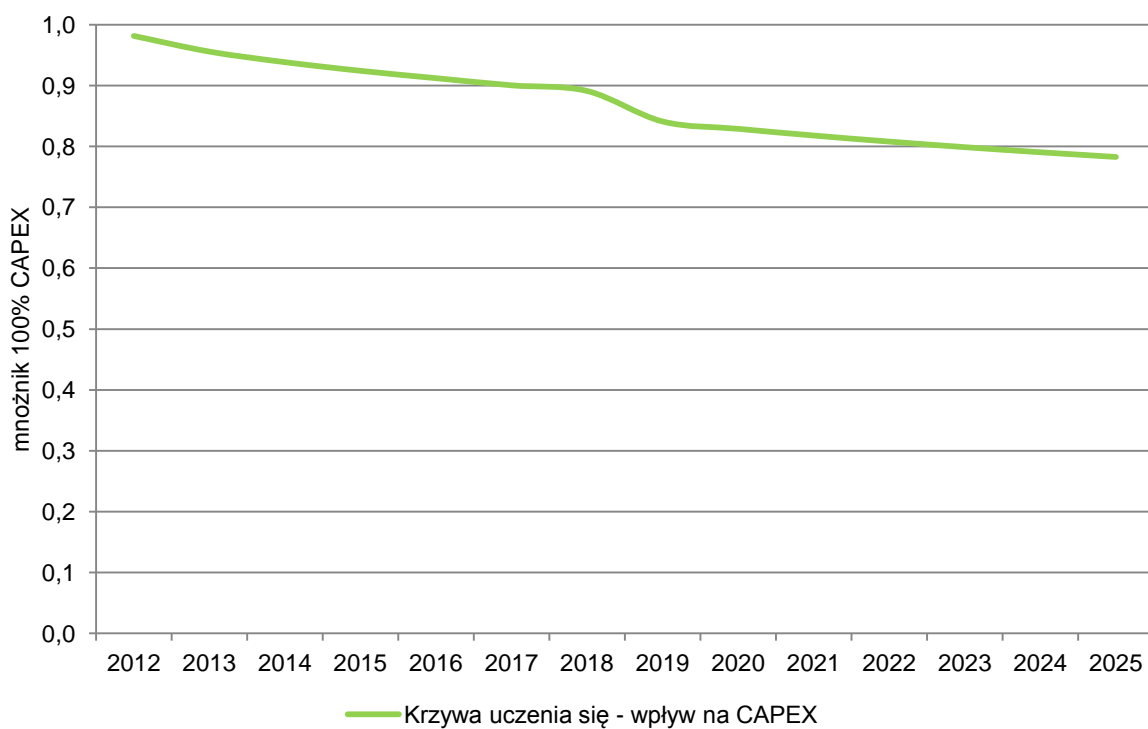
Przy czym jako punkt odniesienia przyjęto zakładaną przez EWEA ścieżkę wzrostu mocy zainstalowanej w morskich farmach wiatrowych w Europie w perspektywie do roku 2025 a wartości krzywej zostały oszacowane na poziomie:

- 10% dla kosztów dotyczących zakupu i montażu turbin i wież
- 5% dla kosztów związanych z zakupem i montażem fundamentów
- 0% dla kosztów związanych z instalacją elektryczną i przyłączeniem oraz przygotowaniem projektu.

Ponieważ do czasu budowy pierwszych MFW w Polsce wpływ krzywej uczenia się może być mniejszy w okresie 2012-2018 skorygowano wpływ krzywej uczenia się o 25% (z uwagi na pilotażowy charakter projektów MFW w Polsce). A zatem zakładane jest, iż dla lat 2012-2018 bazowe koszty inwestycyjne będą spadać w tempie wolniejszym niż dla całego rynku morskiej energetyki wiatrowej w Europie.

W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż w związku z wpływem zjawiska ‘uczenia się’ koszty turbin, wież i fundamentów spodziewany jest spadek CAPEX o 8% do 2015 roku i spadek o ok. 22% w perspektywie do 2025 roku w stosunku do CAPEX_{2011 PL}. Szczegółowe dane w tym zakresie zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 20. Wpływ krzywej uczenia się na 100%wartości nakładów inwestycyjnych (CAPEX)



Źródło: opracowanie własne

Szczegółowe założenia oraz wartości wykorzystane do obliczenia skumulowanego wskaźnika krzywej uczenia w sektorze MFW w okresie 2012 – 2025 zostały przedstawione w Załączniku nr 4 do niniejszego Raportu.

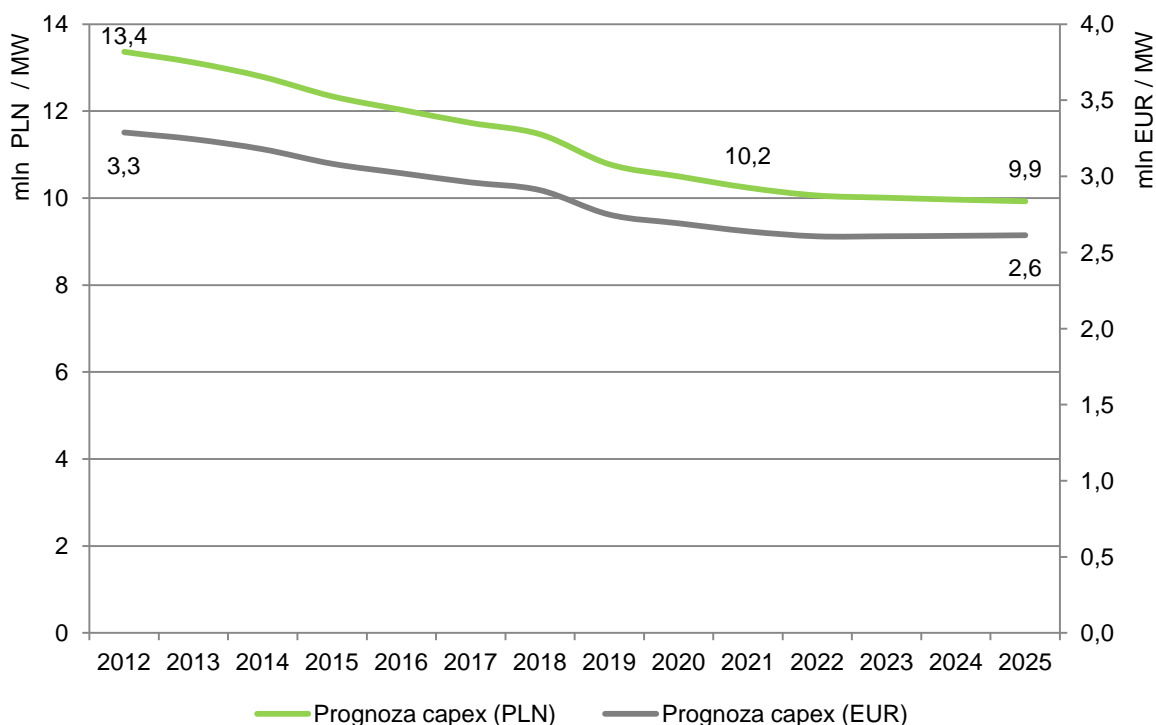
3.2.3 Prognoza jednostkowych nakładów inwestycyjnych w perspektywie do roku 2025

W oparciu o przeprowadzone analizy w zakresie bazowej wartości nakładów inwestycyjnych na budowę MFW w Polsce w warunkach roku 2011 ($CAPEX_{2011}$) oraz prognozę skumulowanego wpływu czynników kosztowych (**WKK**) oraz krzywej uczenia się, możliwe jest oszacowanie wartości jednostkowych nakładów inwestycyjnych na budowę 1 MW mocy zainstalowanej w MFW w perspektywie do roku 2025. Obliczenie kosztów dla roku „n” ma zostać przeprowadzone w oparciu o Wzór 3 przedstawiony w punkcie 2.2.1 niniejszego Raportu

$$(Wz\acute{o}r\ 3) \quad CAPEX_{MOD} = CAPEX_{2011} \times SKWU \times WKK$$

W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż w związku z wpływem krzywej uczenia się oraz WKK spodziewany jest systematyczny spadek średnich nakładów inwestycyjnych z poziomu ok. 13,4 mln PLN / MW w roku 2012 do ok. 10,2 mln PLN w roku 2021. Po 2021 roku może nastąpić stabilizacja średnich kosztów inwestycyjnych na poziomie około 10 mln PLN / MW. Stabilizacja poziomu $CAPEX_{MOD}$ wynika ze zrównoważenia się wpływu czynników kosztowych oraz krzywej uczenia się po 2022 roku, a także kursu EUR / PLN. Szczegółowe dane w zakresie prognozowanego kosztu budowy 1 MW mocy zainstalowanej w morskich farmach wiatrowych w Polsce w okresie 2012-2025 zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 21. Prognoza nakładów inwestycyjnych (CAPEX) uwzględniająca wpływ czynników kosztowych oraz krzywej uczenia się w perspektywie do roku 2025



Źródło: opracowanie własne

3.2.4 Prognoza kosztów operacyjnych (OPEX) w perspektywie do roku 2025

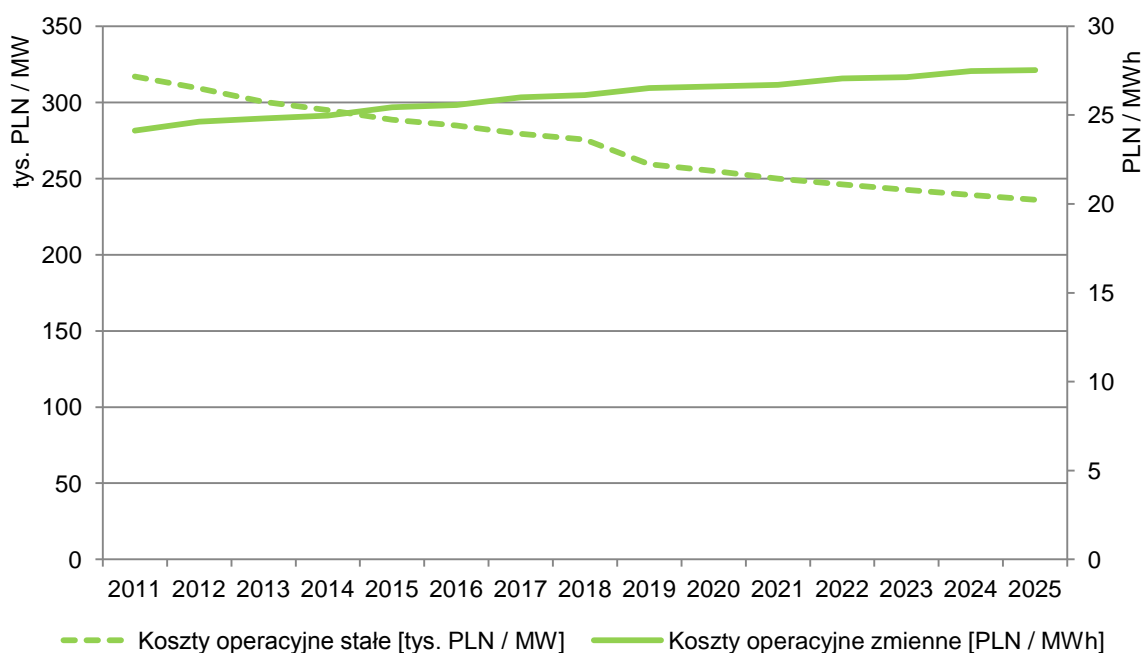
Prognoza kosztów operacyjnych związanych z eksploatacją morskich farm wiatrowych w Polsce została przeprowadzona przy wykorzystaniu wartości bazowych kosztów OPEX oszacowanych dla roku 2011 zindeksowanych wpływem krzywej uczenia się, przy czym założono, że koszty operacyjne będą podlegały wpływowi krzywej uczenia się dla większości kosztów stałych. Wynika to głównie z prognozowanego wzrostu rozmiaru pojedynczych turbin oraz rozwoju technologii i rynku. W szczególności przyjęto założenie, iż krzywa uczenia obejmuje następujące koszty:

- Opłaty serwisowe stałe,
- Utrzymanie i remonty,
- Zarządzanie i opłaty stałe,
- Dzierżawa obszaru pod infrastrukturę,
- Ubezpieczenia.

W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż możliwy jest spadek średniego OPEX_s zgodnie z wpływem krzywej uczenia się z poziomu 317 tys. PLN/MW w roku 2011 do około 236 tys. PLN / MW w 2025 roku.

Z kolei OPEX_z (część zmienna kosztów operacyjnych) może wzrastać głównie ze względu na wzrost wskaźnika wykorzystania 1 MW mocy zainstalowanej i tym samym większą część zmiennych opłat serwisowych stanowiących nadwyżkę nad stałymi opłatami serwisowymi. **Zgodnie z prognozami zmienna część kosztów operacyjnych (OPEX_z) może wzrosnąć w okresie 2012-2025 z poziomu ok. 24 PLN/MWh do około 27 PLN/MWh.** Szczegółowe informacje w zakresie kształtowania się części stałej oraz zmiennej kosztów operacyjnych związanych z eksploatacją morskich farm wiatrowych w Polsce został przedstawiony na wykresie poniżej.

Wykres 22. Prognozowany poziom kosztów operacyjnych zmiennych (OPEX_z) oraz stałych (OPEX_s)



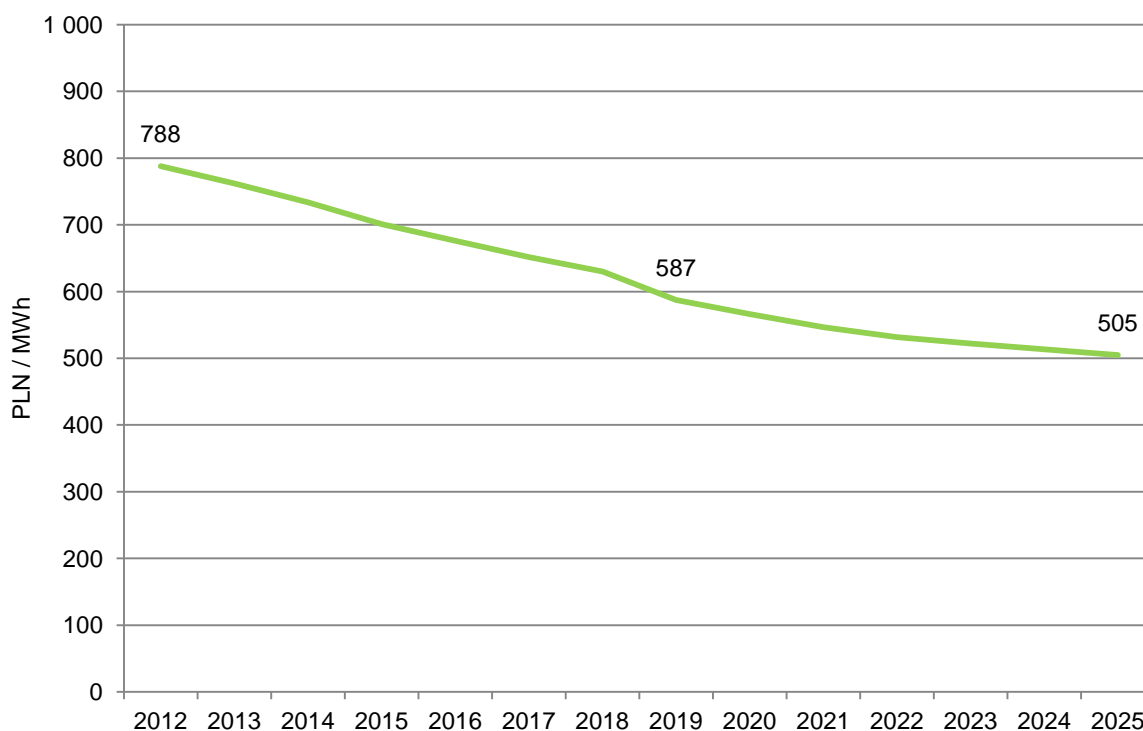
Źródło: opracowanie własne

3.3 Prognoza jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej w MFW w perspektywie do roku 2025

W oparciu o prognozy jednostkowych kosztów inwestycyjnych, operacyjnych oraz założenia w zakresie wymaganej stopy zwrotu przez inwestorów budujących morskie farmy wiatrowe, możliwe jest oszacowanie jednostkowego kosztu wytworzenia energii elektrycznej (JKWE) w morskich farmach wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025.

W wyniku kalkulacji przeprowadzonych zgodnie z przedstawioną metodyką (Wzór 2) można stwierdzić, że w 2012 roku jednostkowy koszt wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej w MFW w Polsce (uwzględniający koszty inwestycyjne, operacyjne oraz stopę zwrotu dla inwestorów) wynosiłby około 788 PLN. Zgodnie z prognozami w perspektywie do 2025 roku możliwy jest spadek JKWE do około 505 PLN / MWh czyli nawet o ok. 36% w stosunku do 2012 roku ¹⁶ (średni roczny spadek (CAGR) może wynieść 3%). Szczegółowe dane w zakresie prognozowanych wartości jednostkowego kosztu wytworzenia energii elektrycznej w MFW w Polsce zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 23. Prognozowany jednostkowy koszt wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej w MFW w Polsce w okresie 2012 – 2025 (w cenach stałych tj. bez uwzględnienia skumulowanego efektu inflacji)



Źródło: opracowanie własne

Należy podkreślić, iż JKWE odpowiada wartości granicznego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej i praw majątkowych ze sprzedaży świadectw pochodzenia, który powinien otrzymać inwestor, aby zapewniona była ekonomiczna opłacalność realizacji projektów inwestycyjnych w zakresie budowy morskich farm wiatrowych w Polsce.

Zgodnie z przeprowadzonymi analizami jedynie w takim przypadku możliwe będzie wykorzystanie potencjału Polski w zakresie budowy morskich źródeł wytwórczych. Ponadto kluczowe jest, aby poziom wsparcia zapewniał ekonomiczną opłacalność realizacji projektów

¹⁶ Prognoza dokonana w cenach stałych, tj. bez uwzględnienia efektu wzrostu kosztu w wyniku skumulowanej inflacji w latach 2012-2025.

również w fazie ich przygotowania - biorąc pod uwagę długość procesu planowania i inwestycji (około 6 lat) inwestor w 2012 roku powinien spodziewać się przychodów na poziomie 788 PLN / MW, aby podjąć ryzyko inwestycyjne i aby w 2018 roku powstały pierwsze moce wytwórcze w morskich farmach wiatrowych.

4 Analiza niezbędnego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce

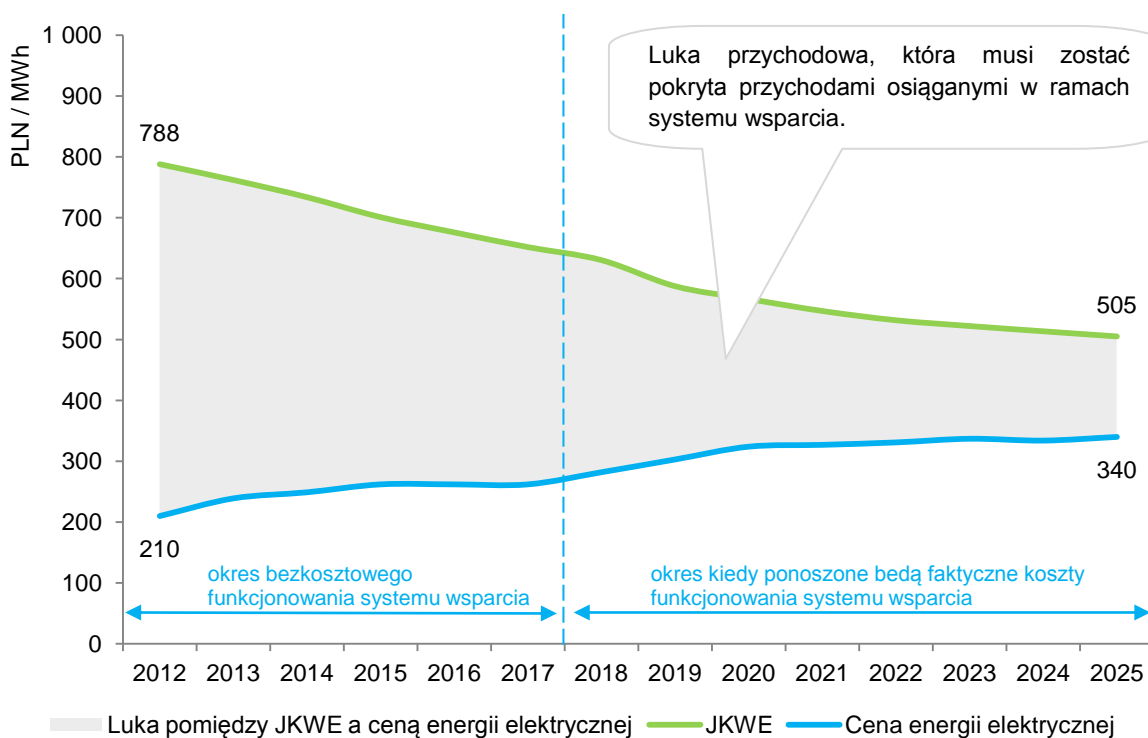
W niniejszym rozdziale przedstawione zostały wyniki analiz w zakresie poziomu wsparcia dla morskich farm wiatrowych w Polsce, który jest niezbędny do zapewnienia ekonomicznej opłacalności inwestycji w MFW (tj. pełnego pokrycia kosztów inwestycyjnych, operacyjnych oraz wymaganej stopy zwrotu). W szczególności przedstawione zostały kluczowe założenia przyjęte na potrzeby analizy oraz oszacowano niedobór poziomu wsparcia przy założeniu wdrożenia zapisów proponowanych w projekcie ustawy OZE.

4.1 Wyniki analizy w zakresie oszacowania niezbędnego poziomu wsparcia

W oparciu przeprowadzone kalkulacje całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w MFW w Polsce oraz prognozę cen energii elektrycznej można stwierdzić, iż w całym okresie objętym analizami tj. w latach 2012 – 2025 wsparcie dla morskich farm wiatrowych będzie **niezbędne**, aby zapewniona była ich ekonomiczna opłacalność budowy i eksploatacji. Niemniej jednak z uwagi na zakładany znaczący spadek jednostkowych kosztów wytwarzania energii w MFW (z uwagi na wzrost efektywności wytwarzania i wpływ krzywej uczenia) przy jednoczesnym wzroście cen energii elektrycznej, **niezbędny poziom wsparcia (tzw. luka przychodowa) będzie się stopniowo zmniejszał. Znaczący spadek jednostkowego kosztu wytwarzania energii może sprawić, iż wytwarzanie energii w morskich farmach wiatrowych w Polsce będzie, po osiągnięciu odpowiedniej skali inwestycji, jedną z najbardziej efektywnych kosztowo i środowiskowo technologii produkcji energii odnawialnej.**

Szczegółowe dane w zakresie kształtowania się luki przychodowej dla wytwórców energii elektrycznej w MFW w Polsce zostało przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 24. Zakładana luka przychodowa pomiędzy jednostkowym kosztem wytworzenia energii elektrycznej (JKWE) w MFW a prognozowaną ceną energii elektrycznej w Polsce w latach 2012- 2025



Źródło: opracowanie własne

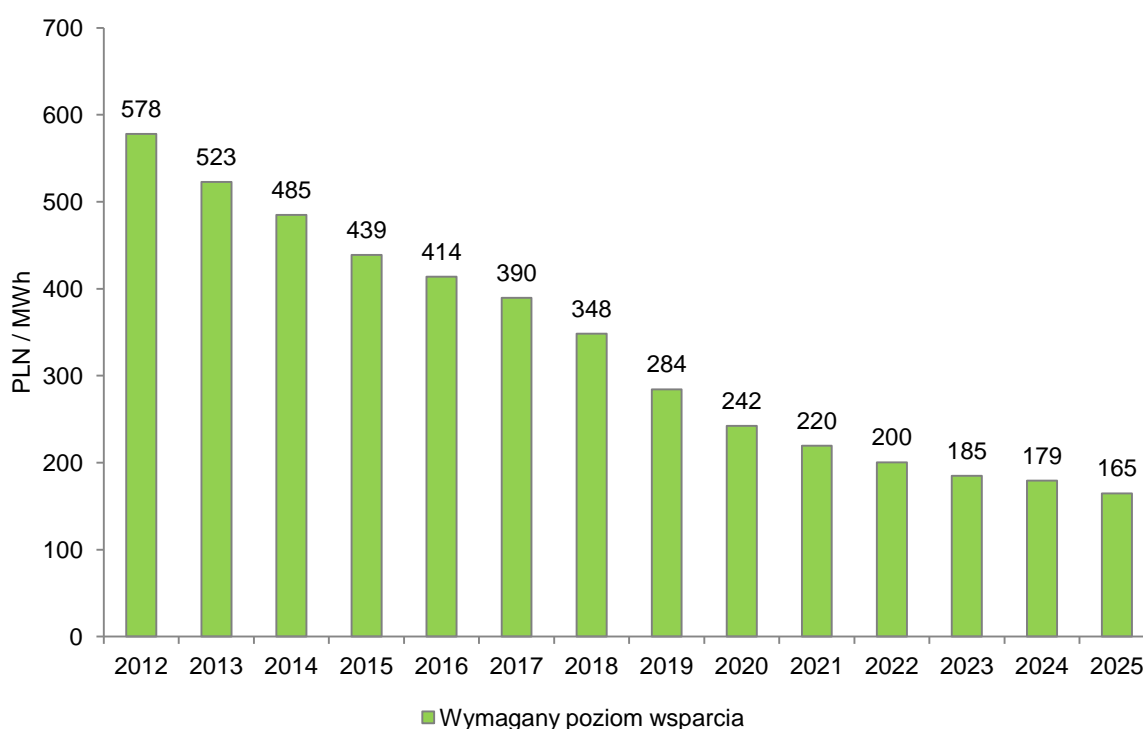
W oparciu o wartość luki pomiędzy jednostkowym kosztem wytwarzania energii elektrycznej w MFW (który odzwierciedla zarówno koszty inwestycyjne, operacyjne jak i koszt zapewnienia inwestorom odpowiedniej stopy zwrotu z kapitału) a ceną sprzedaży energii elektrycznej można określić niezbędny poziom wsparcia dla morskich farm wiatrowych Polsce (wyrażony w PLN/MWh).

Na bazie przeprowadzonych analiz i w oparciu o przyjęte założenia można stwierdzić, iż niezbędny poziom wsparcia, który zapewni rozwój morskich farm wiatrowych w Polsce w perspektywie 2012-2025 będzie malał z poziomu ok. 578 PLN / MWh do około 165 PLN / MWh czyli może zmniejszyć się nawet o około 72% w stosunku do roku bazowego. Będzie to wynikać przede wszystkim ze wzrostu efektywności kosztowej wytwarzania energii w MFW (spadek JKWE) jak również ze wzrastających cen energii elektrycznej, które poprawią rentowność działalności MFW.

Przy czym szczególnie istotny jest fakt, iż faktyczne koszty z tytułu wsparcia morskich farm wiatrowych, system zacznie ponosić po roku 2018, kiedy mają szansę zostać oddane do użytku pierwsze projekty.

Szczegółowe informacje w zakresie prognozy wymaganego poziomu wsparcia dla morskich farm wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025 zostały zaprezentowane na wykresie poniżej.

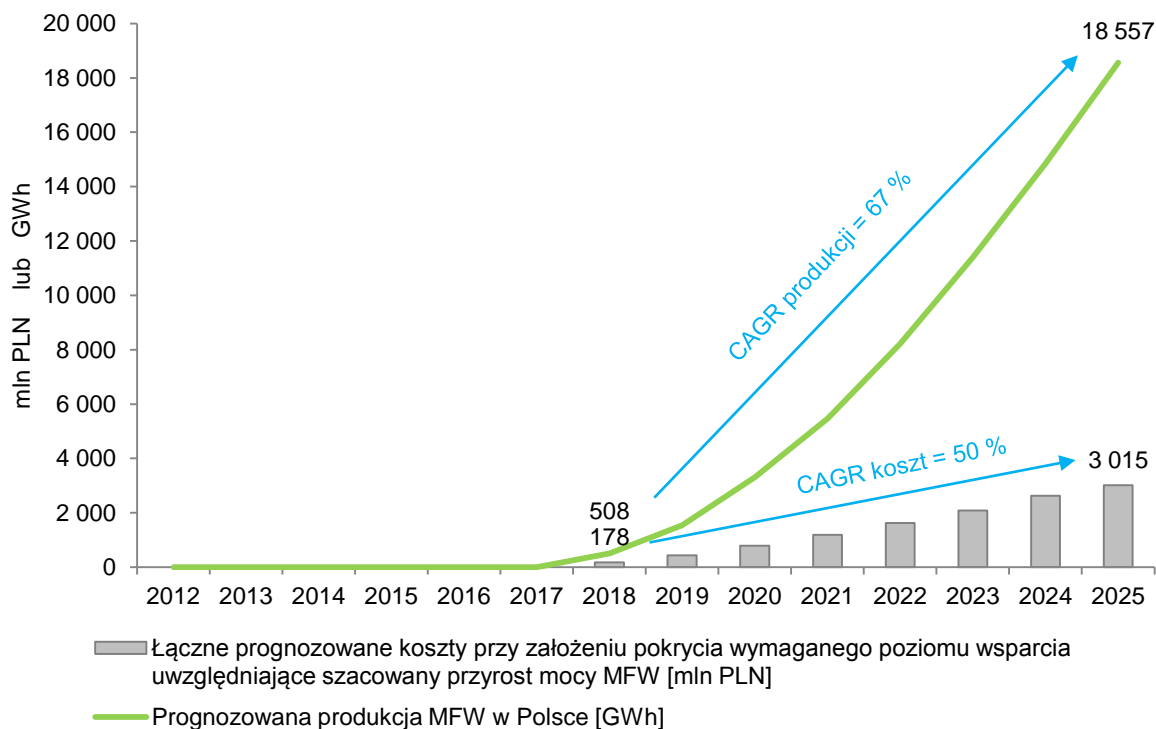
Wykres 25. Niezbędny poziom wsparcia dla MFW w Polsce w perspektywie do 2025 roku (w PLN/MWh)



Źródło: opracowanie własne

Należy pamiętać, że pierwsze faktyczne koszty związane ze wsparciem dla MFW będą ponoszone od momentu rozpoczęcia produkcji energii elektrycznej czyli dopiero w 2018 roku. Koszty te będą łącznie (dla wszystkich MFW produkujących ok. 500 TWh) wynosiły ok. 178 mln PLN w pierwszym roku funkcjonowania MFW w Polsce. Warto zaznaczyć, że z powodu malejącego jednostkowego wymaganego poziomu wsparcia, łączne koszty wsparcia będą rosły w dużo wolniejszym tempie niż produkcja MFW. Zgodnie z prognozami w 2018 roku MFW wyprodukują ok. 508 GWh, a w 2025 prawdopodobnie nawet ok. 18,6 TWh. Zatem średni roczny przyrost produkcji energii odnawialnej wynosi 67%. Szczegóły dotyczące łącznych kosztów wsparcia i produkcji energii odnawialnej w MFW przedstawione zostały na wykresie poniżej.

Wykres 26. Zestawienie dynamiki przyrostu produkcji energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w Polsce wraz z dynamiką niezbędnego poziomu wsparcia (kosztu funkcjonowania systemu).



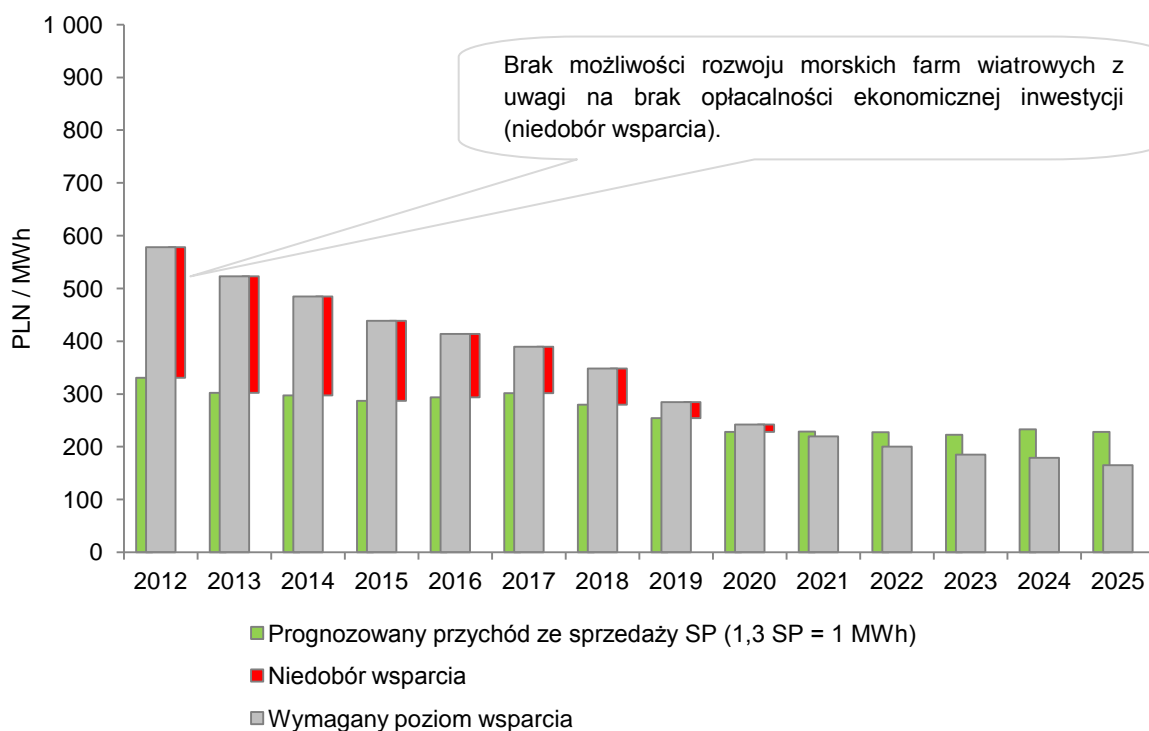
Źródło: opracowanie własne

4.2 Analiza wysokości wsparcia możliwego do uzyskania w ramach projektu ustawy OZE

Zgodnie z planowanymi zapisami ustawy OZE współczynnik korekcyjny w zakresie liczby przyznawanych świadectw pochodzenia dla energii wytworzonej w morskich farmach wiatrowych ma zostać ustalony na poziomie 1,3. Ponadto opłata zastępcza wyznaczająca maksymalną cenę sprzedaży świadectwa pochodzenia ma być wyznacza w powiązaniu z wysokością ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. **W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż takie rozwiązania nie zapewniają odpowiedniego poziomu rentowności inwestycji w MFW w Polsce i spowodują wstrzymanie realizacji większości projektów inwestycyjnych**, co z kolei uniemożliwi osiągnięcie znaczącego spadku jednostkowego kosztu wytwarzania energii w MFW w Polsce (brak efektu skali) oraz brak wpływów budżetowych z tytułu wpłaty kolejnych rat za wydanie decyzji lokalizacyjnej.

Szczegółowe dane w zakresie potencjalnego niedoboru wsparcia (niewystarczających przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii) w przypadku przyjęcia współczynnika korekcyjnego dla MFW w okresie 2012 – 2016 na poziomie 1,3 zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 27. Prognozowany niedobór wsparcia przy założeniu obowiązywania systemu wsparcia zgodnie ze zmianami zakładanymi w projekcie ustawy OZE



Źródło: opracowanie własne

4.3 Rekomendowana wysokość wsparcia

W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż w celu zapewnienia rozwoju morskich farm wiatrowych w Polsce (to jest realizacji scenariusza przyrostu mocy zainstalowanej przedstawionego w punkcie 1.3 niniejszego Raportu) niezbędne jest zapewnienie wsparcia pokrywającego lukę przychodową pomiędzy przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej oraz całkowitymi kosztami wytwarzania energii w MFW w Polsce. **Wartość niezbędnego poziomu wsparcia w okresie 2012 – 2016 została oszacowana na poziomie od 578 PLN/MWh (rok 2012) do 414 PLN/MWh (rok 2016).**

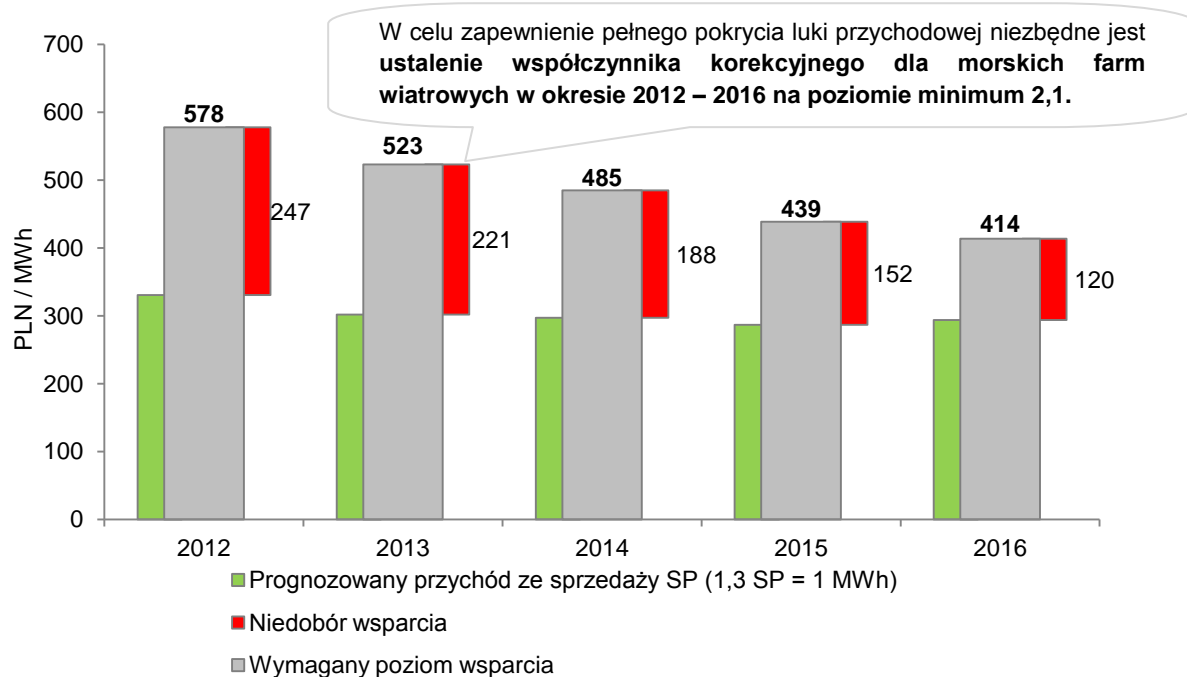
Z uwagi na fakt, iż zgodnie z projektem ustawy OZE wartość przychodów uzyskiwanych ze sprzedaży świadectwa pochodzenia zostanie skorelowana z poziomem przychodów uzyskiwanych ze sprzedaży energii elektrycznej (maksymalny poziom ceny pakietowej na poziomie 470 PLN/MWh), **niezbędne jest ustalenie dla morskich farm wiatrowych współczynnika korygującego liczbę otrzymywanych świadectw pochodzenia na poziomie zapewniającym odpowiednią wysokość dodatkowych przychodów gwarantującym opłacalność ekonomiczną inwestycji.** Uwzględniając fakt, iż zapisy projektu ustawy OZE zakładają wyznaczenie współczynników korygujących liczbę otrzymywanych certyfikatów na okresy pięcioletnie, wartość współczynnika korygującego dla MFW powinna odzwierciedlać wartość średnią dla okresu pięcioletniego, która zapewni pełne pokrycie luki przychodowej.

Zgodnie z przeprowadzonymi obliczeniami wartość współczynnika korekcyjnego dla morskich farm wiatrowych na okres 2012-2016 powinna zostać zatem ustalona na poziomie minimum 2,1 (zamiast zakładanej obecnie wartości 1,3). Zapewni to bowiem pokrycie całkowitych kosztów wytwarzania energii (uwzględniających minimalną stopę zwrotu z zaangażowanego kapitału) na okres najbliższych pięciu lat (tj. okres 2012 – 2016) co skłoni inwestorów do podjęcia działań w zakresie realizacji projektów inwestycyjnych umożliwiających uruchomienie pierwszych MFW w okolicach roku 2018.

Z uwagi na zakładany znaczący spadek jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w MFW po roku 2016 możliwe będzie obniżenie współczynnika korekcyjnego. Wartość współczynnika korekcyjnego dla morskich farm wiatrowych na kolejny okres 2017-2021 będzie mogła zostać ustalona na poziomie minimum 1,5 (zamiast zakładanej obecnie wartości 1,3). Zapewni to bowiem pokrycie całkowitych kosztów wytwarzania energii (uwzględniających minimalną stopę zwrotu z zaangażowanego kapitału) na okres najbliższych pięciu lat (tj. okres 2012 – 2016) co skłoni inwestorów do podjęcia działań w zakresie realizacji projektów inwestycyjnych umożliwiających uruchomienie pierwszych MFW w okolicach roku 2018.

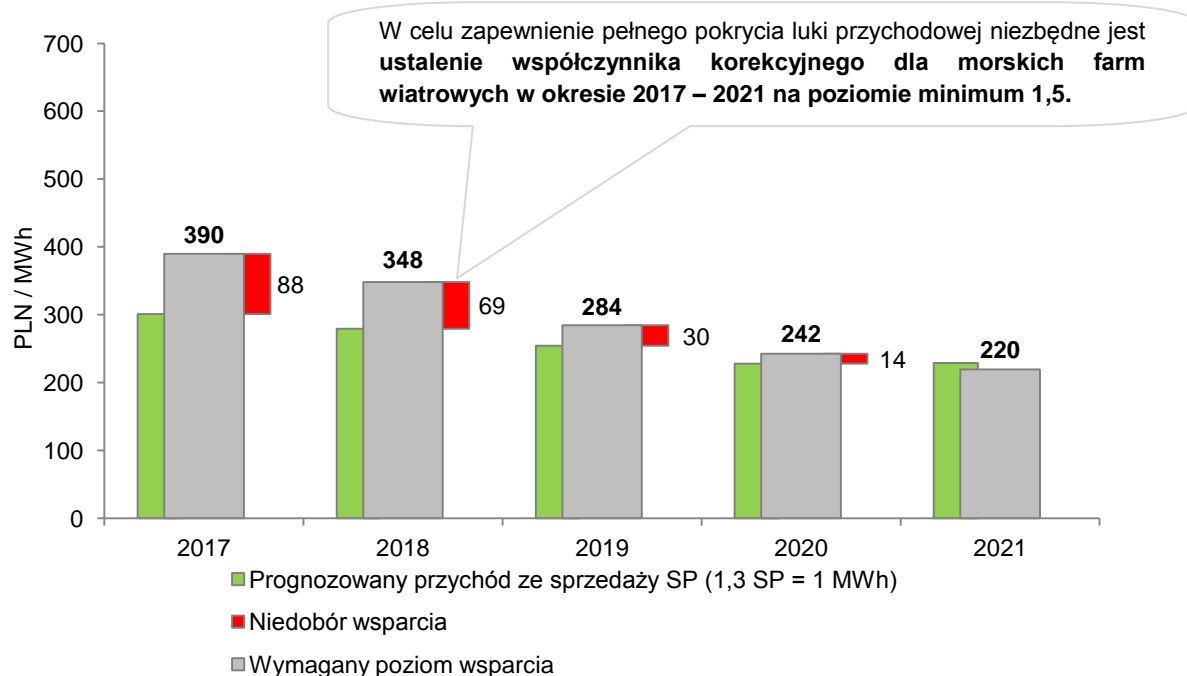
Szczegółowe informacje w zakresie niezbędnego poziomu wsparcia warunkującego rozpoczęcie inwestycji w morskie farmy wiatrowe w Polsce w okresie 2012 – 2016 zostały przedstawione na wykresach poniżej.

Wykres 28. Niezbędny poziom wsparcia dla morskich farm wiatrowych w Polsce w okresie 2012-2016 oraz potencjalny niedobór wsparcia w przypadku wyznaczenia współczynnika korekcyjnego na poziomie 1,3



Źródło: opracowanie własne

Wykres 29. Niezbędny poziom wsparcia dla morskich farm wiatrowych w Polsce w okresie 2017-2021 oraz potencjalny niedobór wsparcia w przypadku wyznaczenia współczynnika korekcyjnego na poziomie 1,3



Źródło: opracowanie własne

5 Analiza wrażliwości wymaganego poziomu wsparcia dla morskich farm wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025

W niniejszym rozdziale przedstawiony został wpływ zmiany kluczowych założeń wykorzystanych do obliczenia kosztów wytwarzania energii w MFW na poziom wsparcia (dodatkowych przychodów dla wytwórców energii w morskich farmach wiatrowych), które jest niezbędne dla zapewnienia opłacalności ekonomicznej inwestycji i warunkuje wykorzystanie potencjału Polski w zakresie budowy morskich źródeł wytwórczych. Analiza wrażliwości obejmuje modelowanie poziomu jednej zmiennej, tzn. wpływ na wysokość wsparcia został obliczony przy założeniu braku zmian pozostałych parametrów wykorzystanych do modelowania kosztów wytwarzania.

Analiza wrażliwości została przeprowadzona w stosunku do następujących zmiennych:

- Stopa zwrotu wymagana przez inwestorów (d),
- Wartość bazowa nakładów inwestycyjnych na budowę 1 MW mocy zainstalowanej w MFW w Polsce w warunkach roku 2011 ($CAPEX_{2011 PL}$),
- Wartość współczynników poprawy efektywności (krzywej uczenia) dla poszczególnych kategorii kosztów inwestycyjnych (KU),
- Wartość wybranych czynników kosztotwórczych (tj. surowce przemysłowe oraz koszty pracy),
- Wartość kosztów operacyjnych (łącznie stałych i zmiennych).

Wpływ każdej ze zmiennych został przeanalizowany w trzech wariantach obejmujących:

- **Wariant bazowy** (w oparciu o który przygotowano zostały wszelkie analizy w niniejszym raporcie),
- **Wariant 1** – zakładający wzrost wartości danej zmiennej,
- **Wariant 2** – zakładający spadek wartości danej zmiennej.

Podsumowanie zmiennych i ich wartości wykorzystanych do analiz wrażliwości poziomu wsparcia dla morskich farm wiatrowych w Polsce zostało przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 4. Zestawienie danych wejściowych wykorzystanych do analizy wrażliwości

Nazwa zmiennej	Wartość bazowa	Wariant 1	Wariant 2
Stopa zwrotu (d)	12%	14%	10%
CAPEX_{2011 PL}	3,3 mln EUR/MW	+15% = 3,42	-15% = 2,53
Współczynnik uczenia się	10% - turbiny 5% - fundamenty	+30%	-30%
Czynniki kosztowe (surowce przemysłowe i koszty pracy)	wg ścieżki prognozy przedstawione w Załączniku 3	zmiana +30%	zmiana - 30%
OPEX	wg scenariusza bazowego	+30%	-30%

Źródło: opracowanie własne

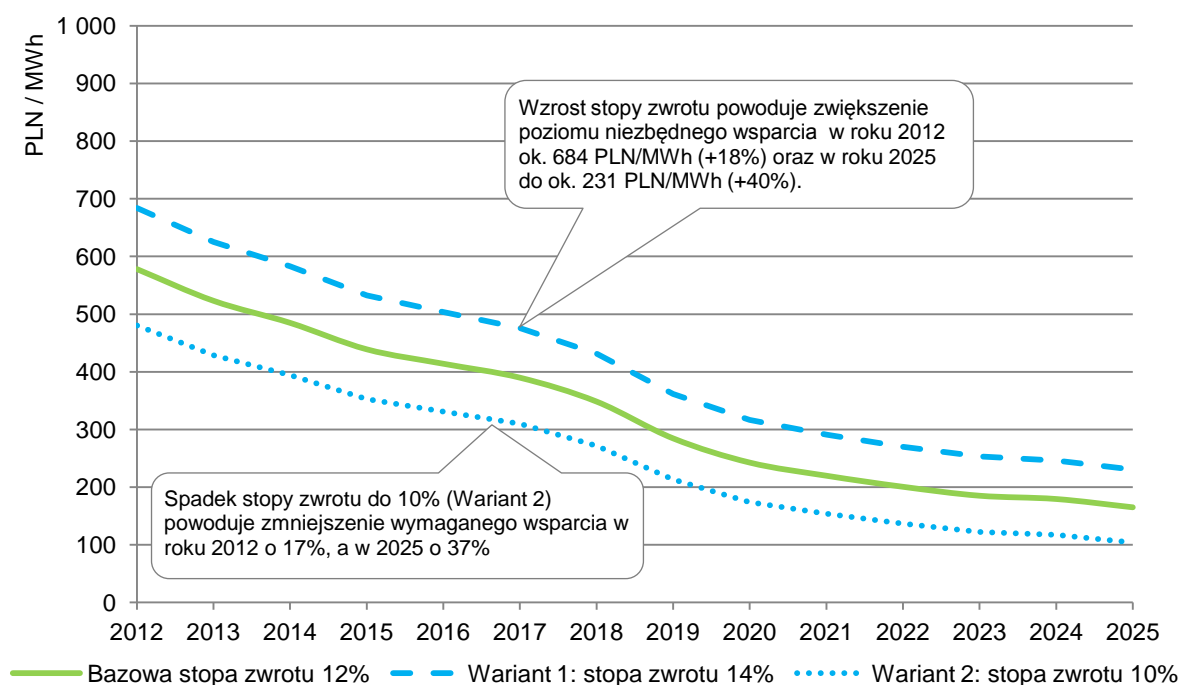
5.1 Wpływ wysokości stopy zwrotu dla inwestorów

Zmiana wymaganej przez inwestorów stopy zwrotu istotnie wpływa na wyniki analizy w zakresie niezbędnego poziomu wsparcia. **Przy wzroście stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału do 14% (Wariant 1) poziom wsparcia niezbędnego do rozwoju morskich farm wiatrowych zwiększa się w roku 2012 z poziomu ok. 578 PLN/MWh do ok. 684 PLN/MWh (+18%) oraz w roku 2025 z poziomu ok. 165 PLN/MWh do ok. 231 PLN/MWh (+40%).**

Natomiast spadek stopy zwrotu do 10% (Wariant 2) powoduje zmniejszenie wymaganego wsparcia w roku 2012 z poziomu ok. 578 PLN/MWh do ok. 490 PLN/MWh, czyli o 17% oraz z poziomu ok. 165 PLN/MWh do ok. 104 PLN/MWh (-37%) w roku 2025.

Szczegółowe dane w zakresie wpływu stopy zwrotu wymaganej przez inwestorów na wysokość wsparcia niezbędnego do zapewnienia ekonomicznej opłacalności budowy morskich farm wiatrowych w Polsce zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 30. Wpływ zmiany stopy zwrotu na wielkość wymaganego wsparcia dla MFW w Polsce w okresie 2012-2025



Źródło: opracowanie własne

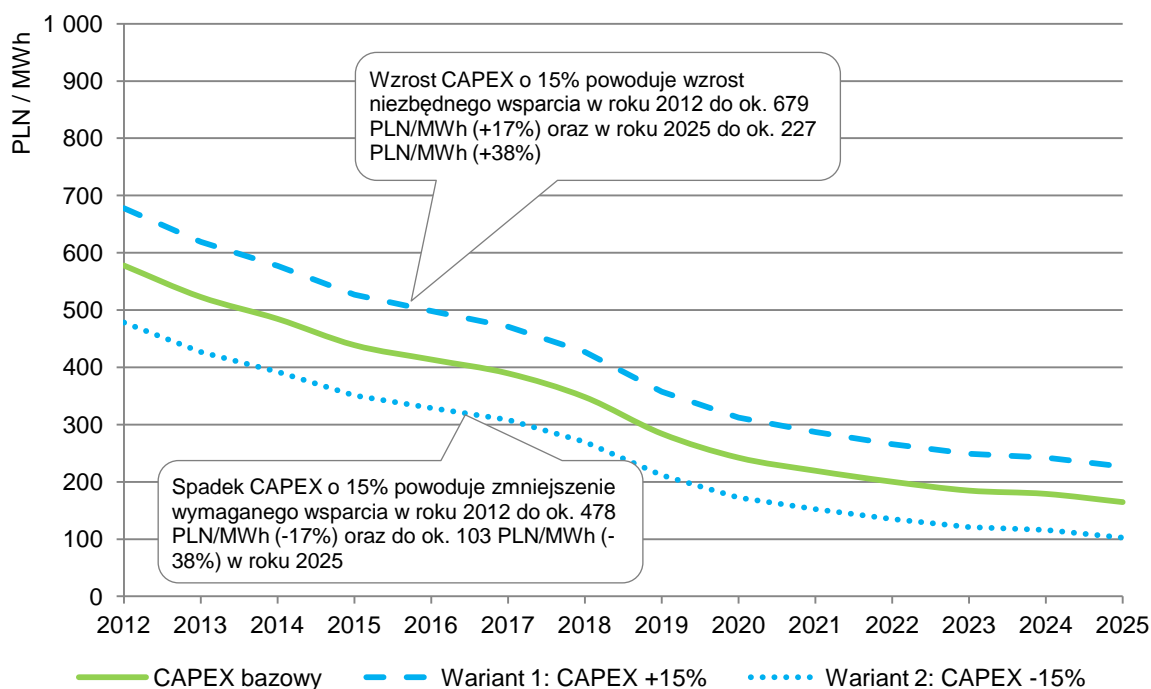
5.2 Wpływ wartości bazowej nakładów inwestycyjnych na MW (CAPEX_{2011 PL})

Zmiana wartości bazowej nakładów inwestycyjnych również istotnie wpływa na wyniki analizy w zakresie niezbędnego poziomu wsparcia. **Przy wzroście CAPEX_{2011 PL} o 15%, tj. do poziomu 3,8 mln EUR/MW (Wariant 1) poziom wsparcia niezbędnego do rozwoju morskich farm wiatrowych zwiększa się w roku 2012 z poziomu ok. 578 PLN/MWh do ok. 679 PLN/MWh (+17%) oraz w roku 2025 z poziomu ok. 165 PLN/MWh do ok. 227 PLN/MWh (+38%).**

Natomiast spadek CAPEX_{2011 PL} o 15%, tj. do poziomu 2,8 mln EUR/MW (Wariant 2) powoduje zmniejszenie wymaganego wsparcia w roku 2012 z poziomu ok. 578 PLN/MWh do ok. 478 PLN/MWh, czyli o 17% oraz z poziomu ok. 165 PLN/MWh do ok. 103 PLN/MWh (-38%) w roku 2025.

Szczegółowe dane w zakresie wpływu CAPEX_{2011 PL} na wysokość wsparcia niezbędnego do zapewnienia ekonomicznej opłacalności budowy morskich farm wiatrowych w Polsce zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 31. Wpływ poziomu bazowego nakładów inwestycyjnych CAPEX_{2011 PL} na wielkość wymaganego wsparcia dla MFV w Polsce w okresie 2012-2025



Źródło: opracowanie własne

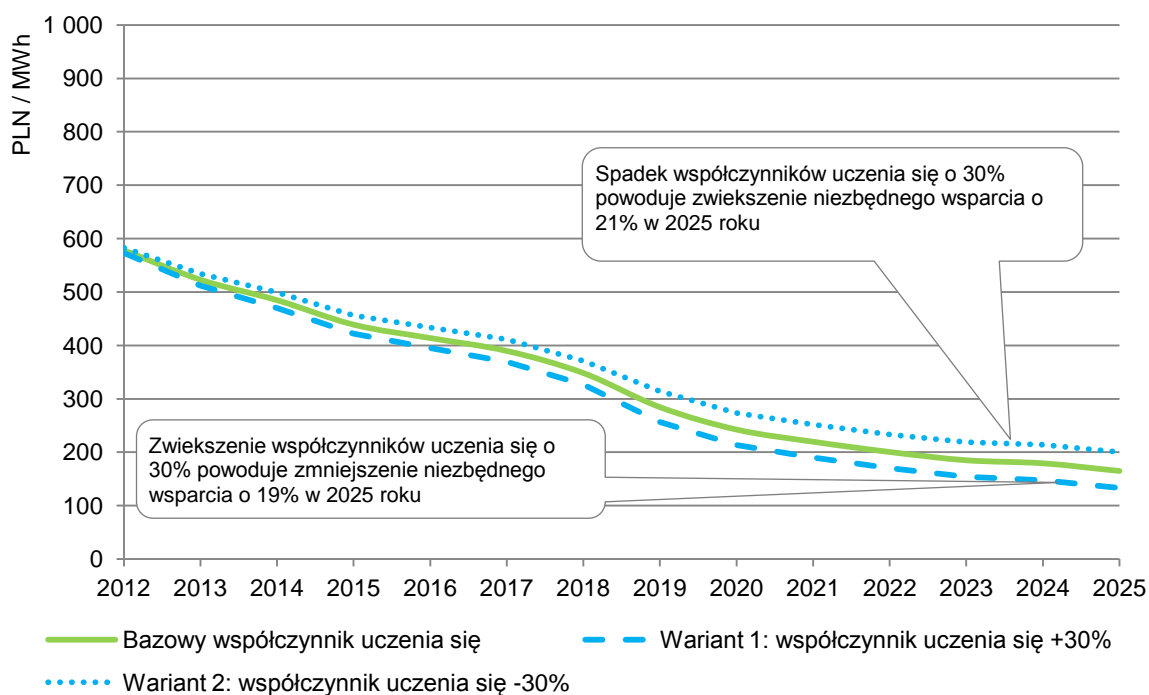
5.3 Wpływ poprawy efektywności sektora (krzywej uczenia)

Zmiana wartości współczynników poprawy efektywności kosztowej w ramach poszczególnych kategorii kosztów inwestycyjnych (tj. turbiny i fundamenty) nie wpływa istotnie na wyniki analizy w zakresie niezbędnego poziomu wsparcia. Przy zwiększeniu współczynników uczenia się o 30% (Wariant 1) poziom wsparcia niezbędnego do rozwoju morskich farm wiatrowych zmniejsza się w roku 2012 z poziomu ok. 578 PLN/MWh do ok. 573 PLN/MWh (-1 %) oraz w roku 2025 z poziomu ok. 165 PLN/MWh do ok. 133 PLN/MWh (-19%).

Natomiast spadek współczynników poprawy efektywności kosztowej o 30% (Wariant 2) powoduje zwiększenie wymaganego wsparcia w roku 2012 z poziomu ok. 578 PLN/MWh do ok. 583 PLN/MWh, czyli o 1% oraz z poziomu 165 PLN/MWh do ok. 200 PLN/MWh (+21%) w roku 2025.

Szczegółowe dane w zakresie zmian współczynnika efektywności sektora (krzywej uczenia) na wysokość wsparcia niezbędnego do zapewnienia ekonomicznej opłacalności budowy morskich farm wiatrowych w Polsce zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 32. Wpływ współczynnika uczenia się na wielkość wymaganego wsparcia dla MFW w Polsce w okresie 2012-2025



Źródło: opracowanie własne

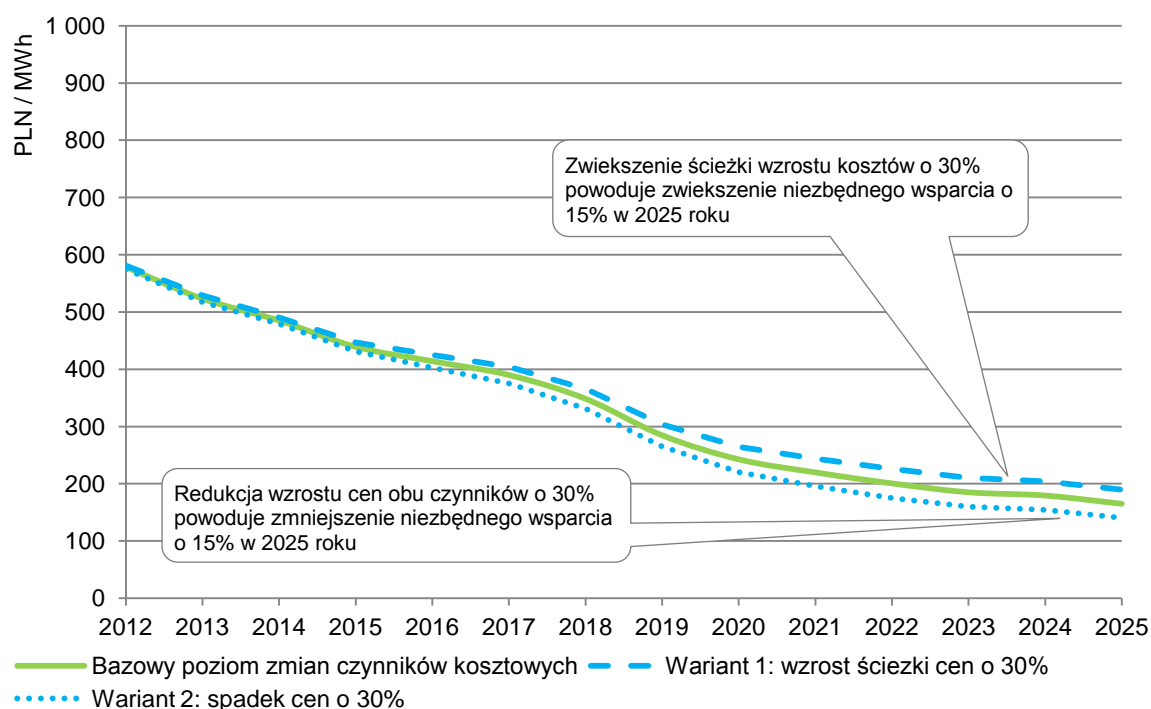
5.4 Wpływ wybranych czynników kosztowych (surowce przemysłowe i koszty pracy)

Zmiana wartości głównych czynników kosztowych (surowce przemysłowe i koszty pracy) nie wpływa istotnie na wyniki analizy w zakresie niezbędnego poziomu wsparcia. **Przy zwiększeniu wzrostu cen obu czynników o 30% (Wariant 1) poziom wsparcia niezbędnego do rozwoju morskich farm wiatrowych zwiększa się w roku 2012 z poziomu ok. 578 PLN/MWh do ok. 581 PLN/MWh (+1%) oraz w roku 2025 z poziomu ok. 165 PLN/MWh do ok. 190 PLN/MWh (+15%).**

Natomiast redukcja wzrostu cen obu czynników o 30% (Wariant 2) powoduje zmniejszenie wymaganego wsparcia w roku 2012 z poziomu ok. 578 PLN/MWh do ok. 575 PLN/MWh, czyli o 1% oraz z poziomu o 165 PLN/MWh do ok. 140 PLN/MWh (-15%) w roku 2025.

Szczegółowe dane w zakresie wpływu głównych czynników kosztowych (surowce przemysłowe i koszty pracy) na wysokość wsparcia niezbędnego do zapewnienia ekonomicznej opłacalności budowy morskich farm wiatrowych w Polsce zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 33. Wpływ zmian ścieżki kosztów pracy i materiałów się na wielkość wymaganego wsparcia dla MFV w Polsce w okresie 2012-2025



Źródło: opracowanie własne

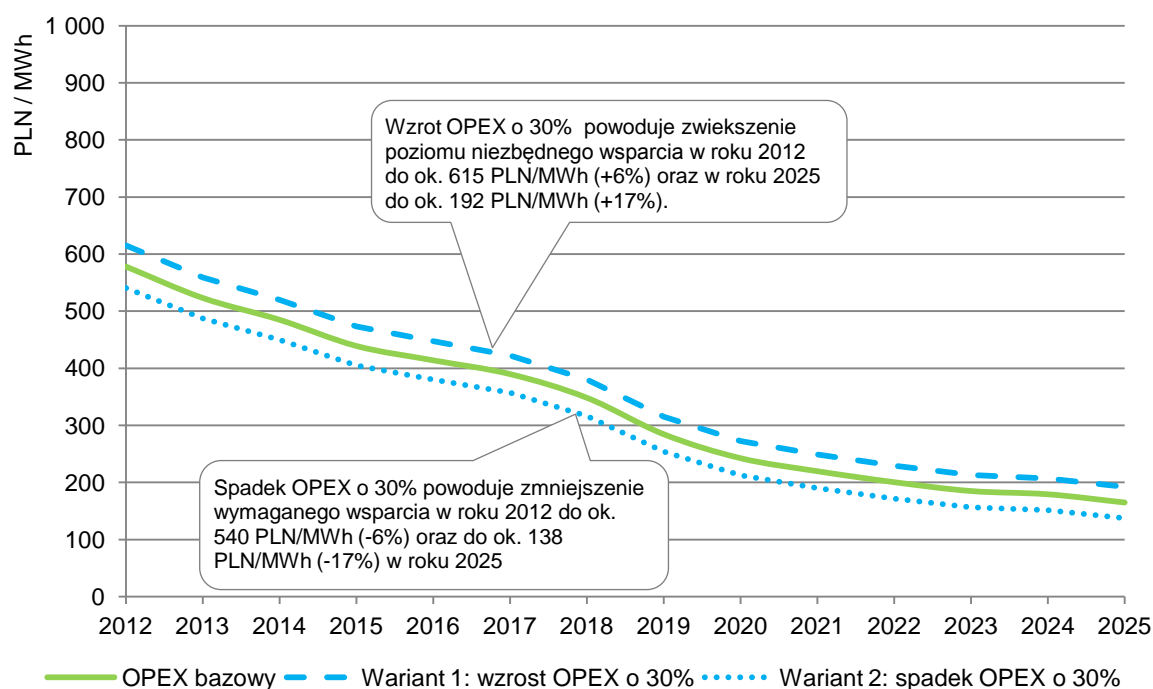
5.5 Wpływ poziomu kosztów operacyjnych (OPEX)

Zmiana wartości bazowej kosztów operacyjnych umiarkowanie wpływa na wyniki analizy w zakresie niezbędnego poziomu wsparcia. Przy wzroście łącznych kosztów operacyjnych (stałych i zmiennych) o 30% (Wariant 1) poziom wsparcia niezbędnego do rozwoju morskich farm wiatrowych zwiększa się w roku 2012 z poziomu ok. 578 PLN/MWh do ok. 615 PLN/MWh (+6%) oraz w roku 2025 z poziomu ok. 165 PLN/MWh do ok. 192 PLN/MWh (+17%).

Natomiast spadek OPEX o 30% (Wariant 2) powoduje zmniejszenie wymaganego wsparcia w roku 2012 z poziomu ok. 578 PLN/MWh do ok. 540 PLN/MWh, czyli o 6% oraz z poziomu o 165 PLN/MWh do ok. 138 PLN/MWh (-17%) w roku 2025.

Szczegółowe dane w zakresie wpływu kosztów operacyjnych na wysokość wsparcia niezbędnego do zapewnienia ekonomicznej opłacalności budowy morskich farm wiatrowych w Polsce zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 34. Wpływ zmiany poziomu OPEX na wielkość wymaganego wsparcia dla MFW w Polsce w okresie 2012-2025



Źródło: opracowanie własne

Załącznik 1. Skróty i definicje

ARE	Agencja Rynku Energii SA
CAGR	Średnia skumulowana stopa wzrostu (ang. compound annual growth rate)
CAPEX	Nakłady inwestycyjne
EWEA	European Wind Energy Association
GUS	Główny Urząd Statystyczny
JKWE	Jednostkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej
KPD	Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych z 7 grudnia 2010 roku
MFW	Morska Farma Wiatrowa / Morskie Farmy Wiatrowe
OPEX	Koszty operacyjne
OZE	Odnawialne Źródło Energii
Projekt ustawy OZE	Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 grudnia 2011 roku
Rozporządzenie OZE	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz.U.08.156.989)
SP	Świadectwo pochodzenia zgodnie z ustawą PE
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa PE	Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 2007 roku (Dz.U.06.89.625 z późniejszymi zmianami)
ZNK	Zwrot z zaangażowanego kapitału

Załącznik 2. Lista źródeł danych wykorzystanych w Raporcie

1. Akty prawne

- Dyrektywa 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE
 - Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii
 - Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 22.12.2011
 - Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne.
 - Ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej
-

2. Opracowania i raporty

- Cost of and financial support for offshore wind, Ernst & Young, 2009
 - Costs of low-carbon generation technologies, Committee on Climate Change, Mott MacDonald, 2011
 - Delivering Offshore Wind Power in Europe, EWEA, 12.2007
 - Energetyka wiatrowa w Polsce, TPA Horwath, DZP, PSEW, PAIILZ, 2011
 - Europe's onshore and offshore wind energy potential, EEA technical report, 2009
 - Low Carbon – Offshore Wind, GHK, 2009
 - Model for comparing and projecting the levelised cost of electricity generated by new gas, coal, nuclear power stations and wind energy (On- And Offshore); European Wind Energy Association: National Technical University of Athens, 2010
 - Morski wiatr kontra atom, IEO i Greenpeace, 2011
 - Offshore Electricity Infrastructure in Europe, OffshoreGrid, 2011
 - Offshore Wind in Europe, KPMG, 2010
 - Offshore wind. Forecasts of future costs and benefits, RenewableUK, BVG Associates, 2011
 - Pure Power, EWEA, 2009
 - Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK, Department of Energy and Climate Change, 2011
 - Study of the cost of offshore wind generation, Offshore Design Engineering, 2007
 - The Economics of Wind Energy, EWEA, 2009
 - The European offshore wind industry – Key trends and statistics: 1st half 2011, EWEA, 2011
 - UK Offshore Wind: Charting the Right Course, British Wind Energy Association, Garrad Hassan, 2009
 - Wind In our sails, EWEA, 2011
-

3. Inne

- Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport, COM(2008) 781 final
- http://ec.europa.eu/energy/eepr/owe/owe_en.htm
- Komunikat Komisji do Parlamentu europejskiego, Rady, Europejskiego komitetu ekonomiczno-społecznego oraz Komitetu regionów - Morska energia wiatrowa: Działania niezbędne do realizacji celów polityki energetycznej w perspektywie roku 2020 i dalszej, 13.11.2008
- Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, Minister Gospodarki, 2010
- Możliwości wykorzystania polskich obszarów morskich do rozwoju energetyki wiatrowej, J. Gajewski, K. Szeffler, B. Hac, J. Zaucha, Instytut Morski w Gdańsku, materiały z konferencji Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej 2011
- Orlen łapie morski wiatr, Puls Biznesu, 13.12.2011
- Prezentacja Ministerstwa Gospodarki z dnia 22 grudnia 2011 roku
- Raporty miesięczne TGE, 01-11.2011
- Sytuacja w Elektroenergetyce, ARE, 09.2011

Załącznik 3. Wzór ankiety wykorzystanej do pozyskanie danych w zakresie kosztów planowanych inwestycji w morskie farmy wiatrowe na obszarze morza Bałtyckiego i morza Północnego

I. Portfolio information - offshore projects under development in Poland and in other parts of Baltic/North Sea basin

I.A. General information

	Planned capacity	Location		Distance from shore	Average see depth of the project	Capacity of 1 WTG	Estimated load factor of WTG	Availability	Estimated start of operation
	[MW]	Country	Sea basin	[km]	[m]	[MW]	[%]	[%]	[yyyy-mm]
Project 1									
Project 2									
Project 3									
Project 4									
Project 5									
Project 6									
Project 7									
Project 8									
Project 9									
Project 10									
Project 11									
Project 12									
Project 13									
Project 14									
...									

I.B. Capex information (related to projects from I.A.)

	Project development	Foundations	Turbine procurement	Turbine transport on site and assembly	Inner electrical works	Connection to the grid (main cable + upgrade of onshore grid)	Other (please specify)	Disposal costs	Total
	[000 EUR]	[000 EUR]	[000 EUR]	[000 EUR]	[000 EUR]	[000 EUR]	[000 EUR]	[000 EUR]	[000 EUR / yr]
Project 1									0,00
Project 2									0,00
Project 3									0,00
Project 4									0,00
Project 5									0,00
Project 6									0,00
Project 7									0,00
Project 8									0,00
Project 9									0,00
Project 10									0,00
Project 11									0,00
Project 12									0,00
Project 13									0,00
Project 14									0,00
...									0,00

I.C. Opex information (related to projects from I.A.)

	Operation & maintenance	Marine rent	Electricity use	Service	Site management	Insurance	Other 1 (please specify)	Other 1 (please specify)	Total
	[000 EUR / yr]	[000 EUR / yr]	[000 EUR / yr]	[000 EUR / yr]	[000 EUR / yr]	[000 EUR / yr]	[000 EUR / yr]	[000 EUR / yr]	[000 EUR / yr]
Project 1									0,00
Project 2									0,00
Project 3									0,00
Project 4									0,00
Project 5									0,00
Project 6									0,00
Project 7									0,00
Project 8									0,00
Project 9									0,00
Project 10									0,00
Project 11									0,00
Project 12									0,00
Project 13									0,00
Project 14									0,00

II Other questions

II.A Expected CAPEX and OPEX development path till 2035 (offshore projects in Baltic/North Sea basin)

Decrease/increase in CAPEX	Estimated relation of CAPEX (in %) to 2011 level - 2011 as 100%	in 2015	in 2020	in 2025	in 2030	in 2035

Decrease/increase in OPEX	Estimated relation of OPEX (in %) to 2011 level - 2011 as 100%	in 2015	in 2020	in 2025	in 2030	in 2035

II.B Please select most important CAPEX drivers and assign its relative importance for total CAPEX of an offshore wind project

	Driver name	Relative impact on CAPEX (in %) Together impacts should sum up to 100% or close
1	Select from the list	
2	Select from the list	
3	Select from the list	
4	Select from the list	
5	Select from the list	
6	Select from the list	
7	Select from the list	
8	Select from the list	
9	Other? Please specify	
10	Other? Please specify	
Total		0%

II.C Expected rate of return (IRR) from investments in offshore wind projects in Poland and in Europe

Expected rate of return (IRR) from investments in offshore projects	Poland (%)	in 2015	in 2020	in 2025	in 2030	in 2035
	Other European countries (%)					

II.D What is potential (in GW) for offshore wind capacity development in Poland assuming comparable to other European countries level of IRR from investments?

Offshore wind potential in Poland	Polish Market [GW of installed capacity]	in 2015	in 2020	in 2025	in 2030	in 2035
	thereof investments of your company [GW of installed capacity]					

II.E Expected cost of capital for financing offshore projects in Poland and in Europe

Expected cost of capital (WACC)	Poland (%)	in 2015	in 2020	in 2025	in 2030	in 2035
	Other European countries (%)					

Załącznik 4. Podstawowe założenia przyjęte na potrzeby analiz

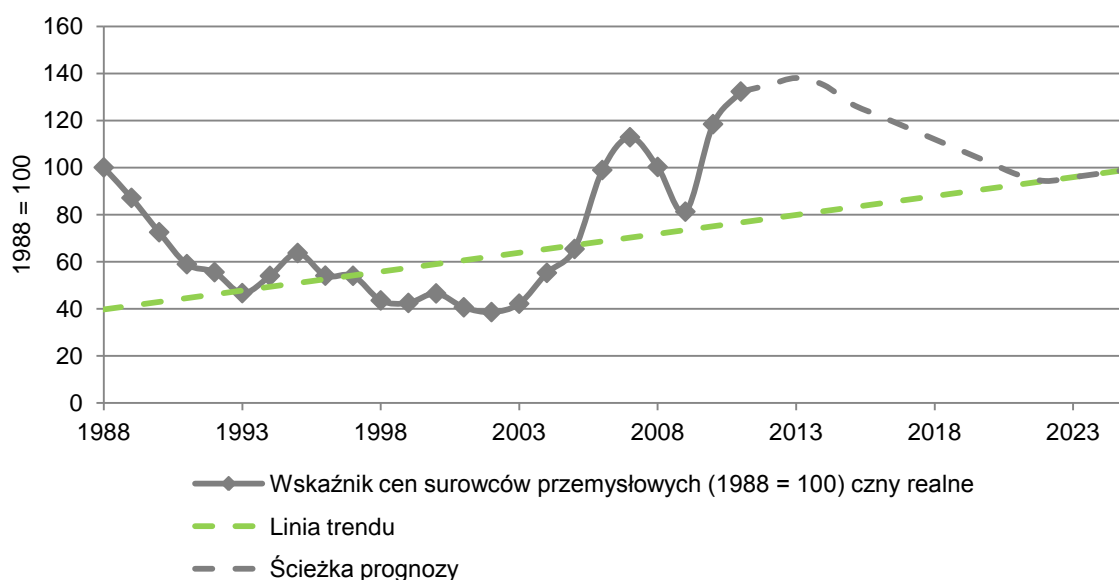
Założenia użyte do oceny wpływu czynników kosztowych:

Indeks cen metali od 1988 roku pokazany jest na wykresie poniżej. Dane historyczne opierają się na publikowanym przez Międzynarodowy Fundusz Walutowy indeksie PMETA (Metal index).

Indeks ten spadł pod koniec lat 80-tych i utrzymywał się na stabilnym poziomie do pierwszej dekady XXI wieku. Od 2002 do 2011 roku średni roczny wzrost indeksu wyniósł 15%. W 2011 roku indeks osiągnął wartość 132 (rok 1988 jest rokiem bazowym, dla którego indeks wynosi 100).

Liniowy trend wskazuje średnią korelację z danymi historycznymi. Na jego podstawie sporządzono prognozę cen surowców przemysłowych. Biorąc pod uwagę zmienność danych historycznych, można oczekiwać powrotu indeksu do długoterminowej linii trendu od 2022 roku.

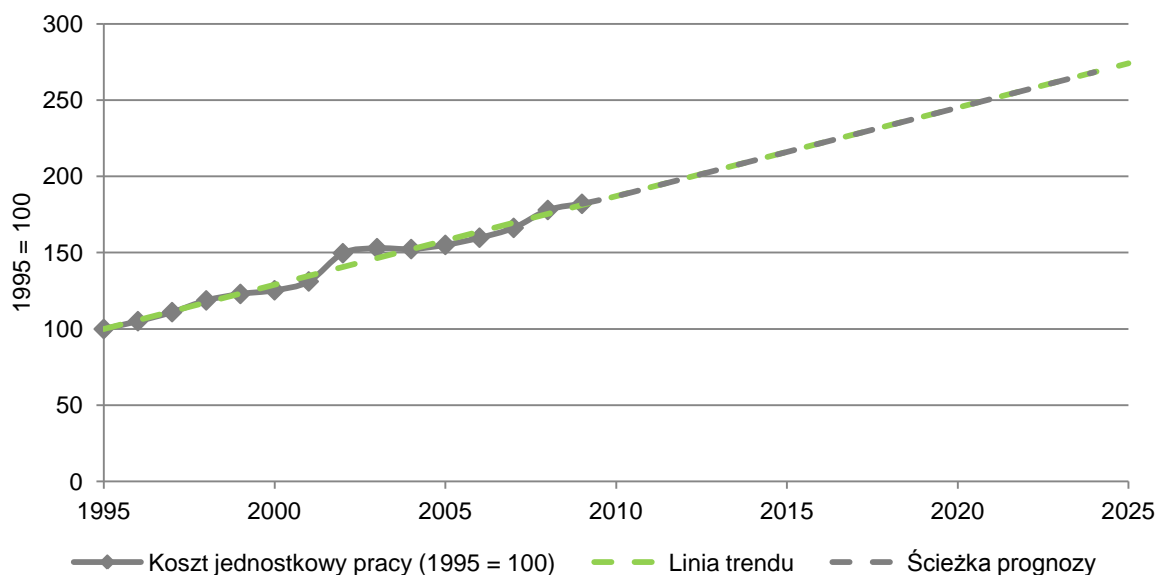
Wykres 35. Prognoza cen surowców przemysłowych



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Average Metal Index, oraz danych MFW, 2011

Historyczne i prognozowane dane dotyczące kosztów pracy przedstawione zostały na wykresie poniżej. Średnia roczna zmiana kosztów pracy wynosiła 4,4% w latach 1995 do 2009. Analiza danych historycznych wskazuje konsekwentny wzrost kosztów pracy przez ostatnie 15 lat. Linia trendu kosztów pracy prognozuje średni roczny wzrost kosztów pracy o 3%.

Wykres 36. Prognoza kosztów pracy

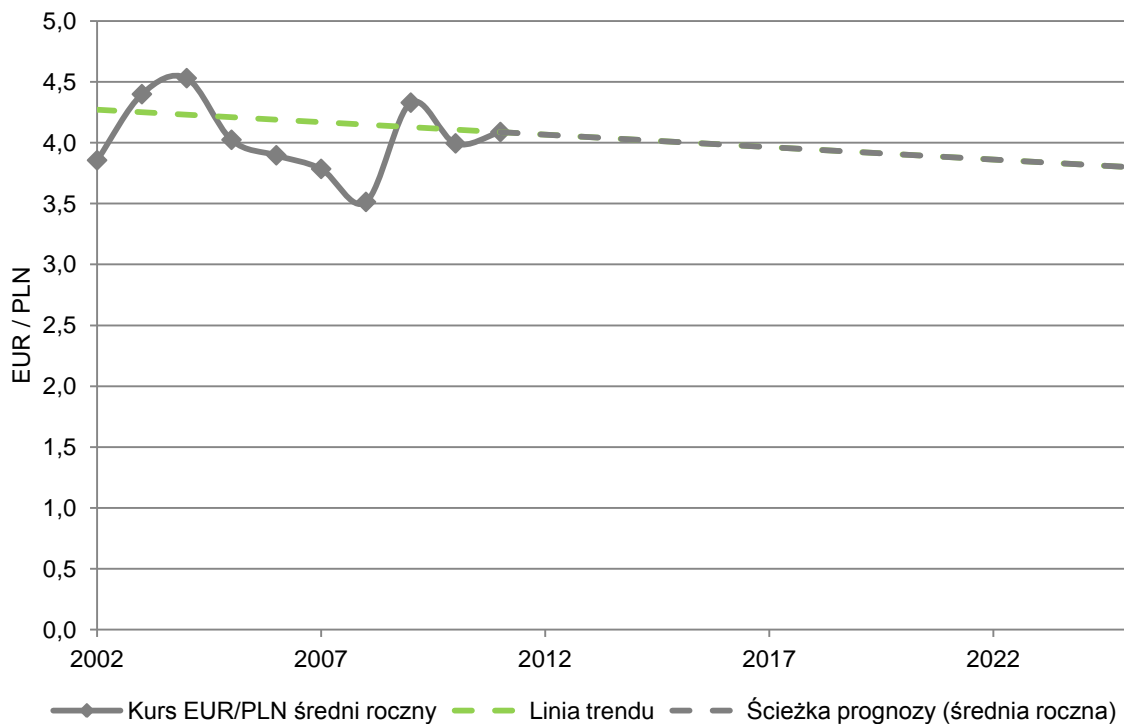


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS – Baza danych lokalnych

Większość kosztów inwestycyjnych będzie ponoszona w Euro lub będzie uzależniona od kursu wymiany EUR / PLN. Wzmocnienie EUR wobec PLN następowało od 2007 roku. W 2011 roku wg danych NBP do 30.11.2011 roku średni kurs EUR / PLN wyniósł 4,09.

Liniowy trend wskazuje średnią korelację z danymi historycznymi. Na jego podstawie sporządzono prognozę kursu do 2025 roku.

Wykres 37. Prognoza kursu EUR / PLN



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych NBP

Założenia dotyczące prognozy cen energii elektrycznej:

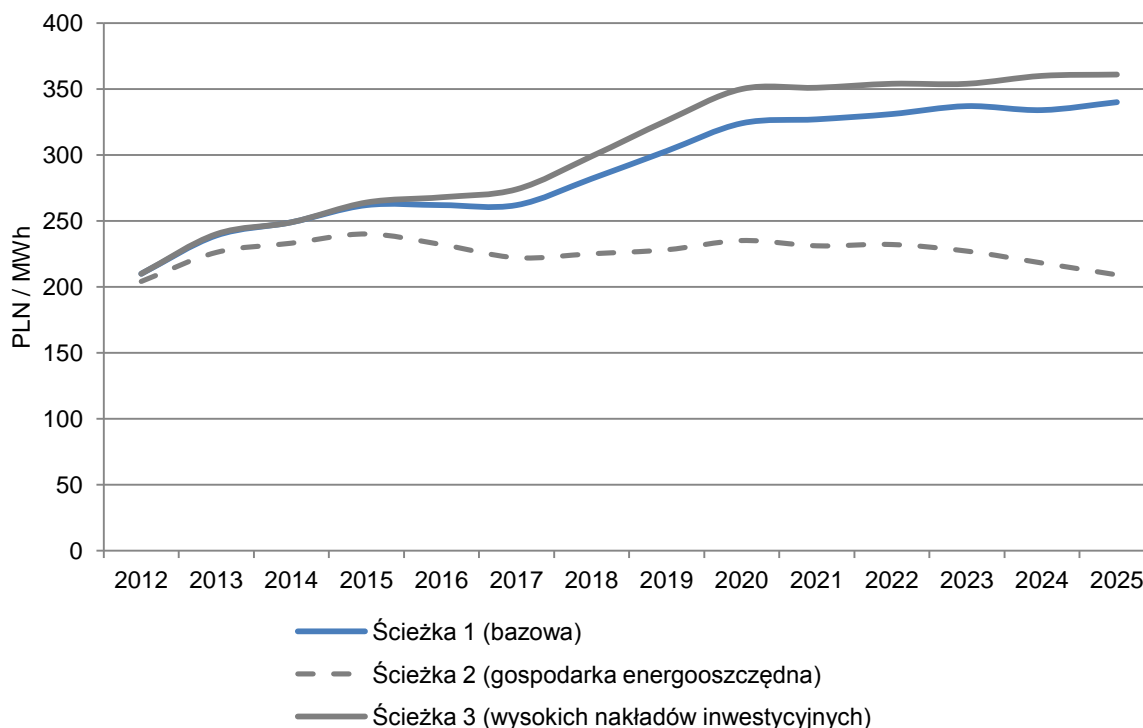
Prognoza cen energii elektrycznej została sporządzona w oparciu o trzy ścieżki różniące się założeniami w zakresie poziomu nakładów inwestycyjnych na nowe źródła wytwórcze w Polsce oraz kierunków polityki energetycznej UE, przy czym dla celów analizy została wykorzystana ścieżka bazowa (Ścieżka 1). Wyjściową ceną wszystkich ścieżek jest średnia cena energii elektrycznej w sprzedaży z elektrowni zawodowych do spółek obrotu za 3 kwartały 2011 roku (dane ARE).

Prognoza cen energii elektrycznej została przygotowana w następujących wariantach:

- **Ścieżka 1** (bazowa wykorzystana na potrzeby szacowania niezbędnego poziomu wsparcia dla MFV) – odzwierciedlająca najbardziej prawdopodobny scenariusz kształtowania się cen energii elektrycznej na rynku polskim (oparty o założenie konwergencji cen energii w Polsce z rynkiem niemieckim). Zgodnie z założeniami prognozowany jest wzrost cen energii elektrycznej (w cenach stałych 2011). W 2019 roku spodziewane jest przekroczenie poziomu 300 PLN / MWh. Do końca okresu prognozy cena energii nie przekroczy 350 PLN / MWh.
- **Ścieżka 2** – zakładająca skuteczne wdrożenie mechanizmów w zakresie poprawy efektywności energetycznej gospodarki, które będą prowadziły do spadku zapotrzebowania na energię elektryczną i w konsekwencji może doprowadzić do stabilizacji cen energii elektrycznej.
- **Ścieżka 3** – zakładająca wyższe niż w scenariuszu bazowym koszty realizacji inwestycji w nowe źródła wytwórcze w Polsce oraz bardziej restrykcyjną politykę UE w zakresie wysokoemisyjnych źródeł energii.

Szczegółowe informacje w zakresie prognozowanych ścieżek cen energii elektrycznej zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 38. Prognoza ścieżek cen energii elektrycznej na rynku polskim w okresie 2012-2025



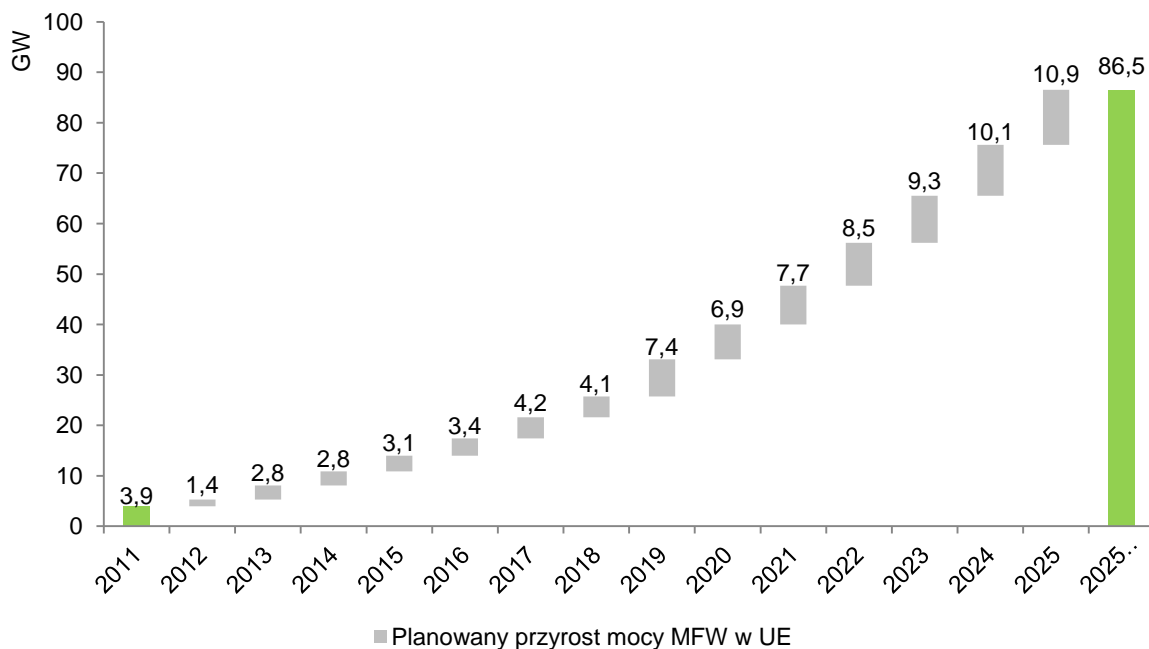
Źródło: opracowanie własne

Założenia użyte do oceny wpływu krzywej uczenia na nakłady inwestycyjne:

Analiza wymaganego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w perspektywie do 2025 roku

Planowany jest średni roczny przyrost (CAGR) mocy zainstalowanych w morskich farmach wiatrowych o 25% w perspektywie do 2025 roku. Zgodnie z szacunkami EWEA w 2025 roku możliwe jest osiągnięcie ponad 86 GW mocy zainstalowanych w MFW w Europie. Zatem moc zainstalowana w MFW w 2025 roku będzie przekraczać ponad 22-krotnie moc zainstalowaną w 2011 roku.

Wykres 39. Planowany przyrost mocy zainstalowanej w MFW w Europie w latach 2012-2025



Źródło: Wind in our sails, EWEA, 2011

Załącznik 5. Ograniczenie zakresu odpowiedzialności

Autorzy raportu zastrzegają, iż nie ponoszą odpowiedzialności, za jakiegokolwiek decyzje (w szczególności decyzje inwestycyjne) podjęte na podstawie informacji zawartych w niniejszym opracowaniu. Przedstawione szacunki w zakresie kosztów wytwarzania energii/granicznego poziomu przychodów zapewniających opłacalność budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych w Polsce podlegają ograniczeniom wynikającym z przyjętych założeń i dostępności wiarygodnych danych źródłowych. W szczególności:

- Nie przeprowadzono audytu danych źródłowych dotyczących kosztów inwestycyjnych i operacyjnych MFW. Koszty te nie były analizowane pod kątem poprawności lub też zgodności ze stanem rzeczywistym.
- Na potrzeby analiz przyjęto szereg założeń upraszczających, które w znaczący sposób mogą wpłynąć na całkowity koszt budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych w Polsce.
- Przegląd czynników kosztowych determinujących rozwój kosztów kapitałach i operacyjnych MFW może mieć charakter ograniczony i nie uwzględniać wszystkich czynników wpływających na koszty w całym okresie prognozowania.
- Koszty analizowano na określonym poziomie ogólności oraz w podziale na główne kategorie kosztowe, które mogą nie w pełni odzwierciedlać rzeczywiste nakłady ponoszone przez inwestorów realizujących inwestycje w morskie farmy wiatrowe. Ponadto na poziom oszacowania kosztów mogły mieć wpływ szacunki zaokrąglenia i uogólnienia.