



C L I F F O R D
C H A N C E

Warszawa, 2018 r.

Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce

– aktualizacja 2018 r.

Autorzy – zespół ekspertów Fundacji na rzecz Energetyki Zrównoważonej
Partner merytoryczny – Clifford Chance

Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce *[wersja do konsultacji]*

Zespół autorski pod kierownictwem Macieja Stryckiego
(Beata Bojanowska, Magdalena Karlikowska, Joanna Makowska, Łukasz Piotrowicz, Mariusz Wójcik)

Partner merytoryczny:
Clifford Chance

Redaktor techniczny:
Magda Trzaska

Autor projektu okładki:
Jerzy Opoka

Zdjęcia na okładce:
Zentilia – Dreamstime.com

Materiały zawarte w niniejszej publikacji mogą być wykorzystywane lub rozpowszechniane jedynie w celach informacyjnych oraz wyłącznie z notą o prawach autorskich oraz ze wskazaniem źródła informacji.



Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej
Ul. Bukowińska 24a/14, 02-703 Warszawa
www.fnez.org, www.beif.pl
www.fpem.pl, www.oddzialywaniawiatrakow.pl

Warszawa, 2018

Spis treści

Skróty i definicje	7
Wstęp	9
Kluczowe wyniki i wnioski	11
1. Potencjał rozwoju MEW na polskich obszarach morskich	13
1.1. Potencjał teoretyczny	13
1.1.1. Dostępność lokalizacji	13
1.1.2. Warunki wietrzne, produktywność	14
1.2. Potencjał techniczny	15
1.2.1. Możliwość przyłączenia do sieci	15
1.2.2. Prognozy zmian w zakresie ubytku i przyrostu mocy wytwórczych w systemie	16
1.2.3. Odbiór i przesył energii z MFW	18
1.2.4. Rola morskiej energetyki w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju	22
1.2.5. Zaplecze dostawczo-logistyczne	24
1.2.6. Zaplecze kadrowe	27
1.3. Potencjał rynkowy	29
1.3.1. Uwarunkowania społeczno-środowiskowe	29
1.3.2. Uwarunkowania cenowe	31
1.3.3. Uwarunkowania organizacyjne	35
1.4. Podsumowanie	40
2. Zgodność Programu z politykami i strategiami	40
3. Otoczenie regulacyjne	41
4. Analiza ryzyka i barier	45
5. Program działań wykonawczych	45
6. Spis rysunków	48
7. Spis tabel	48
8. Spis wykresów	48

Skróty i definicje

Analiza FEED – określenie uzasadnionej wysokości stałej ceny jednostkowej zakupu energii elektrycznej wytworzonej w różnych rodzajach odnawialnych źródeł energii (OZE) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej – tzw. stałych taryf typu FIT (*ang. feed-in tariff*)

Badania UXO – badania niewybuchów (*ang. Unexploded ordnance*)

CAPEX – koszt inwestycyjny

Decyzja ULICP – decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego

DSU – decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach

Dyrektywa OOS – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko

EEZ – wyłączna strefa ekonomiczna (*ang. Exclusive Economic Zone*)

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity (*pol. Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Elektroenergetycznych*)

EWEA – Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (*ang. European Wind Energy Association*) – obecna nazwa WindEurope

FNEZ – Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej

GW – gigawat

HVAC – prąd zmienny wysokiego napięcia (*ang. High Voltage Alternating Current*)

HVDC – prąd stały wysokiego napięcia (*ang. High Voltage Direct Current*)

JKWE – jednostkowy koszt wytwarzania energii

KIP – karta informacyjna przedsięwzięcia

KPA – Kodeks Postępowania Administracyjnego

KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny

kV – kilowolt

kWh/m²a – jednostka średniego rocznego potencjału wiatru na powierzchni/obszar

LCOE – uśredniony koszt energii elektrycznej (*ang. levelized cost of electricity*)

MEW – morska energetyka wiatrowa

MFW – morska farma wiatrowa/morskie farmy wiatrowe

MIP – morska infrastruktura przyłączeniowa

MPZP – miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego

MW – megawat

MWh – megawatogodzina

NSCOGI – North Seas Countries Offshore Grid Initiative

OOS – ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko

OPEX – koszt operacyjny

OZE – odnawialne źródła energii

PnB - pozwolenie na budowę

POM – polskie obszary morskie

Program – Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce

PSZW – pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich

PUUK – pozwolenie na układanie i użytkowanie kabli na obszarach morskich

raport OOS – raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko

RDOŚ – Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska

RZGW – Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej

TWh – terawatogodzina

TWh/a – terawatogodzina na rok

UOM – ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2017 r. poz. 2205)

Ustawa OZE – ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2017 poz. 1148 z późn. zm.)

UE – Unia Europejska

URE – Urząd Regulacji Energetyki

WIOŚ – Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska

WN – wysokie napięcie

ZNK – zwrot z zaangażowanego kapitału

ZSM – zapotrzebowanie szczytowe na moc



Wstęp

Dyskusja nad zasadnością rozwoju morskiej energetyki wiatrowej („MEW”) w Polsce trwa od dekady. Bardzo duża wydajność, stabilność wytwarzania nieemisyjnej energii odnawialnej, a także stosunkowo niskie koszty operacyjne i mała konfliktowość społeczno-środowiskowa sprawiają, że branża ta jest jedną z najszybciej rozwijających się w światowej energetyce. Do końca 2017 roku zrealizowano inwestycje o mocy 17,6 GW mocy, o wartości ponad 30 mld €. Jednak nie w Polsce.

Dokonane w 2011 roku zmiany prawne przyczyniły się do dużego zainteresowania tą technologią i przygotowania wstępnych koncepcji projektów w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej. Wydanych zostało kilkanaście pozwoleń lokalizacyjnych, jednak polski rząd nie zdecydował się na uruchomienie systemu wsparcia, który dawałby podstawę do decyzji inwestycyjnych. Pomimo braku jednoznacznych politycznych deklaracji o rozwoju MEW w Polsce, kilka projektów jest wciąż sukcesywnie rozwijanych. Zostały podpisane umowy przyłączeniowe z operatorem sieci przesyłowej, pozwalające na przyłączenie do roku 2026 2,2 GW z morskich wiatraków. Dla trzech projektów przeprowadzono kompleksowe badania środowiskowe, dwa z nich uzyskały w roku 2016 oraz 2017 decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach. Do roku 2018 nie podjęto jednak żadnej decyzji inwestycyjnej, co przekreśliło szanse na budowę pierwszych morskich elektrowni w roku 2020.

Mimo tego, temat rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce wciąż pojawia się w dyskusjach o przyszłości polskiej energetyki. Ważnym argumentem, przemawiającym za rozwojem tej technologii jest jej bezpośrednie powiązanie z przemysłem morskim. Produkcja komponentów morskich elektrowni wiatrowych, a także statków do ich budowy i obsługi w stoczniach oraz obsługa farm przez porty morskie to dziś jeden z największych impulsów napędzających proces modernizacji i rozwoju europejskiego, w tym polskiego przemysłu morskiego. Z szansy tej skorzystały pierwsze polskie firmy. W gdyńskiej stoczni CRIST S.A. powstały jedne z najnowocześniejszych statków do budowy morskich farm wiatrowych („MFW”) typu jack-up, w Szczecinie powstała nowa fabryka ST³ Offshore, produkująca fundamenty kratownicowe dla morskich elektrowni, inne firmy wyspecjalizowały się w produkcji konstrukcji stalowych i komponentów stacji transformatorowych wykorzystywanych na MFW budowanych na Morzu Północnym. Polski producent kabli, TELE-FONIKA Kable, globalny lider branży kablowej, przejął firmę JDR Cable Systems (Holdings) Ltd., stając się czołowym dostawcą podmorskich kabli magistralowych oraz zasilających MFW.

Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej („FNEZ”), od 2009 roku promuje MEW, jako przykład technologii wytwarzania energii zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju – z poszanowaniem uwarunkowań społecznych i środowiskowych, z korzyścią dla gospodarki. W roku 2013, w odpowiedzi na zapotrzebowanie uczestników rodzącego się rynku, FNEZ we współpracy z globalnym doradcą biznesowym EY, opracowała „Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce” („Program”), w którym po raz pierwszy został określony potencjał rynkowy MEW. Oszacowany został także koszt wytwarzania energii przez MFW, poziom oczekiwanego przez inwestorów wsparcia oraz korzyści gospodarcze, wynikające z rozwoju tej technologii w oparciu o polski przemysł morski. Wskazany został także cel redukcji kosztów inwestycyjnych o 25% i operacyjnych o 24%, jako warunek rozwoju technologii na poziomie 6 GW w roku 2030.

Pomimo uznania przez wielu ekspertów określonych w Programie celów jako ambitne, ale realne, życie napisało własny scenariusz. Najwięksi światowi dostawcy technologii offshorowych, a także poszczególne kraje chcące rozwijać morską energetykę, przyjęli jeszcze bardziej ambitne zobowiązania w zakresie redukcji kosztów – poniżej 100 £/MWh do roku 2020. Wprowadzenie systemów aukcyjnych jako wiodącego modelu określania wysokości wsparcia dla odnawialnych źródeł energii w Unii Europejskiej, okazało się bardzo efektywnym narzędziem wspierającym osiągnięcie tego celu. Ambitne cele przełożyły się na rozwój technologii. Coraz większe statki do budowy MFW, większe i bardziej wydajne turbiny offshorowe, innowacyjne rozwiązania w zakresie przyłączy, lepsza organizacja logistyki dostaw i budowy, i przede wszystkim rosnąca konkurencyjność, pozwoliły na osiągnięcie średniej prognozy ceny w granicach 75 €/MWh w kolejnych europejskich aukcjach, a nawet podejmowanie pierwszych decyzji inwestycyjnych dla projektów po roku 2020 bez wsparcia.

Polska energetyka i gospodarka stoi przed ogromnymi wyzwaniami. Starzejące się moce wytwórcze oparte na spalaniu węgla, konieczność wdrożenia nowych restrykcyjnych norm w zakresie redukcji emisji, ograniczone

możliwości wzrostu wydobycia krajowego węgla, planowane wyższe unijne cele wykorzystania odnawialnych źródeł energii, zatrzymanie rozwoju energetyki odnawialnej na lądzie oraz istotne opóźnienie rozwoju energetyki jądrowej, wymagają poważnej dyskusji o sposobie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski w latach 2020-2030.

Morska energetyka wiatrowa, która na przestrzeni 5 ostatnich lat stała się technologią dojrzałą i w pełni konkurencyjną, mająca znaczący potencjał w polskich obszarach morskich, powinna być rozważana jako jedno z istotnych, potencjalnych źródeł energii dla Polski. Zwłaszcza w kontekście pozytywnych doświadczeń oraz ogromnego potencjału gospodarczego, jaki ma krajowy przemysł morskiej energetyki.

Dlatego FNEZ postanowiła zaktualizować Program z roku 2013, wykorzystując wyniki wielu analiz wykonanych w ostatnich latach, a także doświadczeń nabytych w ramach Grupy Doradczej SMDI, podczas przygotowania pierwszych polskich projektów MFW.

Niniejszy dokument stanowi podsumowanie wykonanych prac i przedstawia nowe, uwzględniające postęp technologiczny oraz aktualną sytuację rynkową, szacunki potencjału morskiej energetyki wiatrowej, kosztów oraz korzyści gospodarczych.

Mamy nadzieję, że nasze opracowanie, po raz kolejny stanie się podstawą szerokiej dyskusji branżowej i politycznej oraz przyczyni się do podjęcia decyzji o rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, jako ważnego narzędzia budowy bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz impulsu do stworzenia nowej, polskiej specjalizacji gospodarczej – przemysłu morskiej energetyki.

Maciej Stryjecki



Prezes Zarządu

Fundacji na rzecz Energetyki Zrównoważonej

Kluczowe wyniki i wnioski

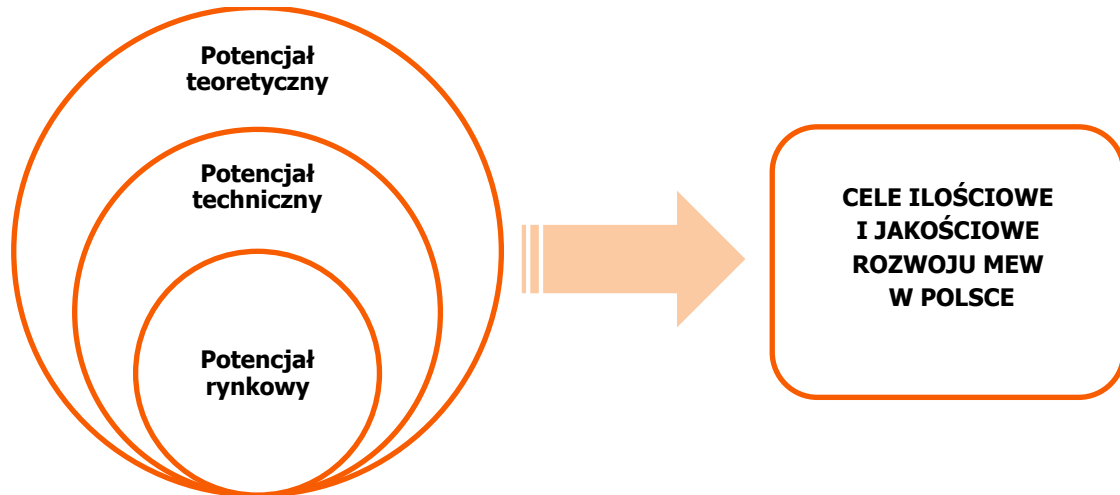
- **Realny potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce wynosi od 8 do 10 GW. Budowa pierwszej MFW w Polsce, o mocy ok 600 MW, może się rozpocząć około roku 2022. Pierwsze morskie elektrownie mogą zostać przyłączone do sieci w roku 2025. Do końca roku 2030 może zostać wybudowanych ok 4 GW, a do roku 2035 - 8 GW.**
- **8 GW MFW, w połączeniu z równoległym rozwojem energetyki gazowej na poziomie 4-5 GW i budową transgranicznej morskiej sieci przesyłowej o mocy 1,5-2 GW może odegrać kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski w latach 2025-2035, pozwalając na zastąpienie ubytków mocy węglowych nie spełniających standardów BAT, oraz zapewniając osiągnięcie celów w zakresie redukcji emisji CO₂ i wykorzystania odnawialnych źródeł energii.**
- **Elektrownie wiatrowe na polskich obszarach morskich będą pracować przez około 8050 godzin w roku (91,9%), z czego około 5800 godzin w roku w przedziale umożliwiającym osiągnięcie pełnej mocy (66,5%).**
- **Morskie farmy wiatrowe o mocy 8 GW mogą zaspokajać ok 20% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną.**
- **Cena energii wytwarzanej przez polskie morskie farmy wiatrowe (LCOE) powinna zawierać się w przedziale 71-80 €/MWh w roku 2025 i 66-75 €/MWh w roku 2030, jeżeli zostaną utrzymane obciążenia związane z przyłączeniem do sieci po stronie inwestora. W przypadku przejścia przez operatora kosztów budowy sieci morskiej, ceny te kształtowałyby się odpowiednio: 57-65 €/MWh w roku 2025 i 53-60 €/MWh w roku 2030.**
- **Morskie farmy wiatrowe na Południowym Bałtyku mogą być realizowane z dominującym udziałem dostaw i usług świadczonych przez polski przemysł energetyki morskiej, a łańcuch dostaw dla inwestycji energetycznych na morzu ma szansę stać się ważną polską specjalizacją przemysłową.**
- **Zatrudnienie w polskim przemyśle energetyki morskiej, związane z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej, może znaleźć 77 tysięcy pracowników po roku 2025¹.**
- **Budowa MFW na Bałtyku będzie istotnym impulsem rozwojowym dla polskich portów, z których Gdańsk, Gdynia, Szczecin i Świnoujście mogą stać się głównymi centrami budowlanymi dla energetyki morskiej na Południowym Bałtyku, a Łeba, Ustka i Darłowo ważnymi centrami serwisowymi i obsługowymi dla polskich morskich farm wiatrowych.**
- **Polski przemysł, we współpracy z ośrodkami naukowymi, ma szansę stać się centrum innowacji na rynku energetyki morskiej, specjalizując się w rozwoju projektów najnowocześniejszych statków budowlanych, serwisowych, stacji transformatorowych, kabli, konstrukcji stalowych, które będą kreować dalszy rozwój morskiej energetyki na świecie.**
- **Wykorzystanie potencjału energetycznego i gospodarczego morskiej energetyki wymaga następujących pilnych decyzji politycznych:**
 - **przyjęcia ambitnego i odważnego celu politycznego – budowy 6-8 GW w MFW do roku 2035,**

¹ McKinsey&Company, 2016. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Perspektywy i ocena wpływu na lokalną gospodarkę”

- **Dokonanie zmian prawnych w 2018 roku, wprowadzających następujące rozwiązania systemowe, zapewniające:**
 - **określenie w roku 2019 gwarantowanej wysokości ceny energii w okresie 15 letnim dla projektów posiadających decyzje środowiskowe i umowy przyłączeniowe,**
 - **organizację w roku 2020 aukcji/przetargu dla projektów posiadających prawomocne pozwolenia lokalizacyjne, określającej warunki przyłączenia do sieci oraz gwarantowaną wysokość ceny energii w okresie 10 letnim,**
 - **wydzielenie na obszarach przeznaczonych w Planie zagospodarowania przestrzennego Polskich Obszarów Morskich pod rozwój energetyki odnawialnej, granic nowych projektów, nieobjętych prawomocnymi decyzjami lokalizacyjnymi i organizację w roku 2021 aukcji/przetargu na lokalizację i warunki przyłączenia do sieci.**
- **Podjęcie decyzji o budowie przez operatora sieci przesyłowej morskiej infrastruktury przesyłowej, w tym połączeń transgranicznych, a tym samym stworzenie punktów przyłączenia morskich farm wiatrowych na wschodnim stoku Ławicy Słupskiej i na ławicy Środkowej. Transgraniczne morskie połączenia przesyłowe mogą mieć kluczowe znaczenie dla zapewnienia możliwości importu energii do Polski w okresach największego niedoboru mocy. Finansowanie takich projektów mogłoby odbyć się z wykorzystaniem funduszy UE.**
- **Wypracowanie regulacji i praktyk zapewniających udział polskich firm w budowie łańcucha dostaw dla morskich farm wiatrowych rozwijanych na polskich obszarach morskich oraz programu inwestycji i zamówień w polskim przemyśle morskim dla inwestorów zagranicznych, chcących startować w polskich aukcjach dla projektów morskich farm wiatrowych.**
- **Uruchomienie szerokiego programu edukacyjnego dla przyszłych pracowników przemysłu morskiej energetyki, na poziomie zawodowym i wyższym.**
- **Uruchomienie w latach 2018-2020 funduszy publicznych na rozbudowę potencjału, zaplecza produkcyjnego i logistycznego oraz badania, rozwój i wdrożenie polskiego przemysłu morskiej energetyki.**
- **Program przede wszystkim jest przygotowany w zgodzie z kierunkami rozwoju Polski nadanymi w Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju i stanowi realizację jej celów głównych w następujących kluczowych obszarach: reindustrializacja, innowacyjność firm, rozwój małej i średniej przedsiębiorczości, kapitał dla rozwoju, ekspansja zagraniczna.**
- **Niepodjęcie powyższych decyzji politycznych i systemowych, związanych z rozwojem energetyki wiatrowej na polskich obszarach morskich, nie spowoduje całkowitego zatrzymania rozwoju tej technologii w Polsce, ale uniemożliwi wykorzystanie jej potencjału gospodarczego i społecznego. W takim scenariuszu, należy spodziewać się rozwoju w latach 2025-2035 projektów o maksymalnej mocy ok. 2 GW, które zostaną zrealizowane po osiągnięciu pełnej konkurencyjności cenowej technologii MFW. Należy jednak spodziewać się, że w związku z koniecznością minimalizacji ryzyka i kosztów inwestycyjnych, projekty te będą realizowane z wykorzystaniem łańcucha dostaw bazującego na zagranicznych, doświadczonych i sprawdzonych technologiach i usługach.**

1. Potencjał rozwoju MEW na polskich obszarach morskich

Ocena potencjału danego sektora wymaga wielokryterialnej analizy i uwzględnienia wielu różnych czynników. Na potrzeby opracowania dokonano szerokiej analizy potencjału morskiej energetyki wiatrowej na polskich obszarach morskich oraz krajowego przemysłu morskiego, jako zaplecza dostawczego, logistycznego, usługowego i serwisowego morskiej energetyki. W efekcie wskazano potencjał teoretyczny, techniczny i rynkowy rozwoju morskich farm wiatrowych, dzięki czemu możliwe było określenie realnych celów dla tego sektora w perspektywie do 2035 r.



Rysunek 1 Schemat wyznaczania celów Programu

1.1. Potencjał teoretyczny

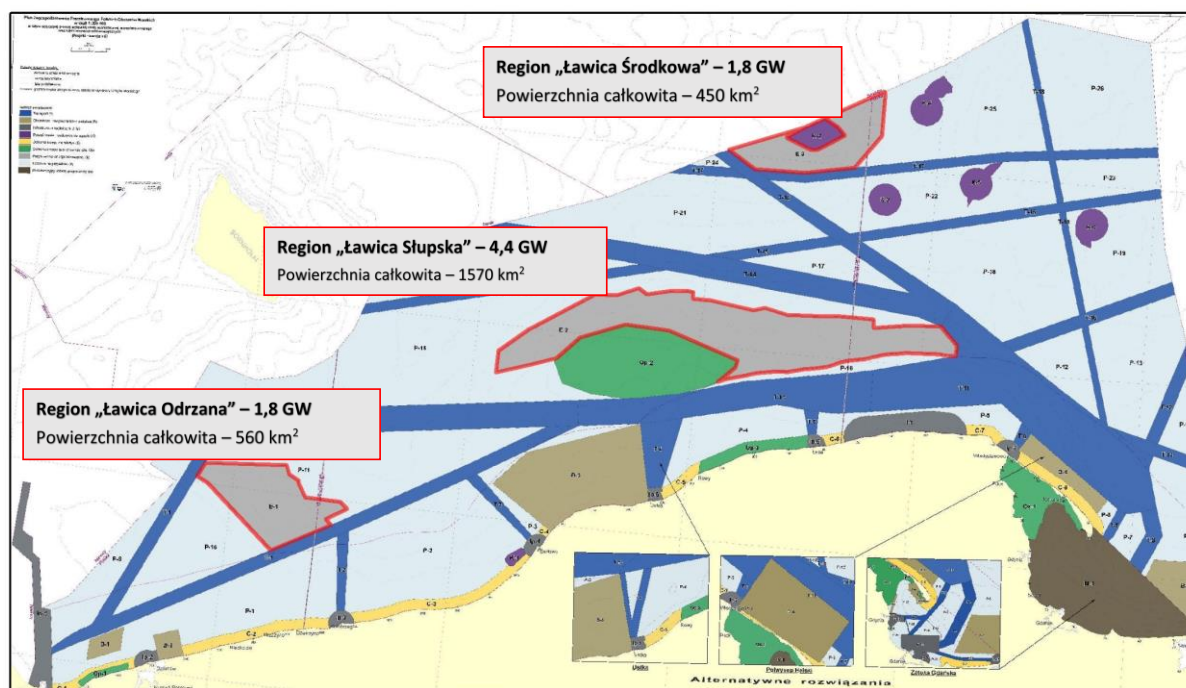
1.1.1. Dostępność lokalizacji

Na mocy znowelizowanej w roku 2011 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. *o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej* (Dz. U. z 2017 r. poz. 2205; „JOM”), MFW mogą być lokalizowane jedynie w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej. Oznacza to minimalną odległość od linii brzegowej wynoszącą 12 mil morskich (ok. 22 km).

Z punktu widzenia ekonomicznego i technologicznego, najdogodniejsze lokalizacje dla MFW stanowią obszary płytkie (z uwagi na koszty fundamentowania) i blisko linii brzegowej (z uwagi na koszty instalacji, obsługi oraz infrastruktury przyłączeniowej). Przy wyborze lokalizacji pod uwagę należy wziąć także dotychczasowe formy użytkowania obszarów morskich i wynikające z nich ograniczenia, tj.:

- zwyczajowe szlaki morskie i możliwe utrudnienia nawigacyjne,
- obszary militarne,
- obszary podlegające ochronie ze względów środowiskowych (NATURA 2000),
- obszary istotne z punktu widzenia rybołówstwa.

W dniu 2 sierpnia 2016 roku, Dyrektor Urzędu Morskiego w Gdyni wraz z Dyrektorem Urzędu Morskiego w Słupsku i Dyrektorem Urzędu Morskiego w Szczecinie, ogłosili informację o przystąpieniu do opracowania Planu zagospodarowania przestrzennego Polskich Obszarów Morskich w skali 1:200 000. Od tego czasu, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. *o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej*, trwają prace i konsultacje projektu planu, w wyniku których została przygotowana mapa z preferencyjnymi funkcjami obszarów morskich. Jedną z preferowanych funkcji polskich obszarów morskich w wyłącznej strefie ekonomicznej jest „pozyskanie energii odnawialnej”. Funkcja ta, według autorów projektu planu, może być funkcją podstawową (dominującą) na obszarach o łącznej powierzchni ok 2 500 km².



Rysunek 2 Mapa potencjalnych miejsc przeznaczonych pod lokalizację farm wiatrowych w wyłącznej strefie ekonomicznej (kolorem szarym oznaczono obszary przeznaczone pod rozwój morskiej energetyki)²

1.1.2. Warunki wietrzne, produktywność

Jednym z głównych czynników wpływających na produktywność MFW, a więc zasadność ich budowy i opłacalność, są zasoby wietrzne. Wstępna ocena warunków wietrznych wskazuje, że obszar polskiej strefy ekonomicznej charakteryzuje się jednym z największych potencjałów wiatru na Morzu Bałtyckim. Analizy przeprowadzone przez Instytut Morski w Gdańsku wskazują, że produktywność 1 MW mocy w polskiej strefie ekonomicznej może być wyższa niż średnia dla obszaru Bałtyku³.

Na potrzeby niniejszego opracowania wykonano studium „Potencjał wiatru i produktywność wybranych farm wiatrowych offshore na polskich obszarach morskich”⁴, bazujące na danych pomiarowych wietrzności pochodzących z platformy pomiarowej Offshore FINO 2 zlokalizowanej w EEZ Niemiec oraz na maszcie onshorowym, zlokalizowanym 10 km od miasta Łeba w latach 2008-2009. W ramach studium wykonano, dzięki zastosowaniu profesjonalnych modeli matematycznych ekstrapolujących dane z FINO 2, kalkulacje dla trzech projektów wzorcowych reprezentujących grupy potencjalnych lokalizacji MFW w okolicy: Ławicy Słupskiej, Ławicy Śródkowej oraz Ławicy Odrzańskiej.

Dla każdego projektu zostały wykonane następujące analizy i modelowanie (dla turbiny w klasie 6 MW (na przykładzie REPower 6M), dla trzech wariantów zagęszczenia elektrowni na obszarze farmy: 4 MW/km², 6 MW/km² i 8 MW/km²):

- uzysku energii z farmy [MWh/a],
- stopień sprawności [%],
- średnia roczna moc wiatru [W/m²],
- średni roczny potencjał energii wiatru [kWh/m²a],
- względna i bezwzględna częstotliwość godzin w roku w zależności od interwałów prędkości wiatru i wysokości nad poziomem morza [%],

² Urząd Morski w Gdyni

³ Instytut Morski w Gdańsku. 2011. Możliwości wykorzystania polskich obszarów morskich do rozwoju energetyki wiatrowej.

⁴ Windhunter-prognoza sp. z o. o. i WIND-consult Ingenieurgesellschaft für umweltschonende Energiewandlung mbH. 2012. Studium potencjału wiatru i produktywności wybranych farm wiatrowych offshore na polskich obszarach morskich. FNEZ – dane niepublikowane.

- średnioroczny czas pracy turbiny oraz czas pracy w pełnej mocy [h, %],
- współczynnik wykorzystania mocy (capacity factor) [%].

Następnie został obliczony średni współczynnik wykorzystania mocy pojedynczej turbiny oraz dla każdego z trzech analizowanych wariantów mocy zainstalowanej na 1 km².

Uzyskane wyniki analiz poddano weryfikacji z wynikami rocznego pomiaru wiatru na potrzeby oceny oddziaływania na środowisko w latach 2013-2014 oraz wstępnymi wynikami profesjonalnej kampanii pomiaru wiatru, przeprowadzonej w roku 2017 na potrzeby dwóch polskich projektów morskich farm wiatrowych: MFW Polenergia Bałtyk III i MFW Polenergia Bałtyk II.

Główny kierunek wiatru na polskich obszarach morskich („POM”) sytuuje się w zachodnim sektorze (od 255° do 285°) róży wiatrów i jego udział w róży wiatrów wynosi ok. 17%. Średnia roczna prędkość wiatru na wysokości 100 m wynosi 10 m/s, a na wysokości 150m – 10,46 m/s.

Częstotliwość godzin w roku w zależności od interwałów prędkości wiatru na wysokości 150 m, wynosi:

- >4 m/s – 7,8%,
- 4-8 m/s – 25,5%,
- 8-12 m/s – 31,1%,
- 12-25 m/s – 35,2%,
- >25 m/s – 0,4%.

Spodziewany **czas pracy turbiny** wynosi:

- średnio w roku – 91,9% [8054 h/a],
- pełna moc – 66,5% [5828 h/a].

Współczynnik wykorzystania mocy (*capacity factor*) dla turbiny klasy 6 MW, wyniesie:

- jednostkowa turbina – 53,9% [4721 h/a],
- zagęszczenie 4 MW/km² – 52,3% [4579 h/a],
- zagęszczenie 6 MW/km² – 47,3% [4142 h/a],
- zagęszczenie 8 MW/km² – 46,8% [4097 h/a].

Podsumowując, przy uwzględnieniu dostępnego obszaru polskiej EEZ (2500 km² w perspektywie do 2030 r.), zweryfikowanych warunków wietrznych, prognozy produktywności MFW potencjał teoretyczny morskich farm wiatrowych na polskich obszarach morskich, został określony w dwóch kategoriach:

- 20 GW z potencjałem wytwórczym 82 TWh/a⁵ - przy scenariuszu maksymalnej mocy zainstalowanej (zagęszczenie 8 MW/km²),
- 15 GW z potencjałem wytwórczym – 62,1 TWh/a – przy scenariuszu optymalizacji (zagęszczenie 6 MW/km²),
- 10 GW z potencjałem wytwórczym 45,8 TWh/a – przy scenariuszu maksymalnej efektywności wytwarzania (zagęszczenie 4 MW/km²).

1.2. Potencjał techniczny

1.2.1. Możliwość przyłączenia do sieci

Jednym z najistotniejszych czynników wpływających na potencjał rozwojowy morskiej energetyki wiatrowej jest możliwość wyprowadzenia mocy z obszarów morskich i wprowadzenie wytworzonej energii do systemu elektroenergetycznego. Problem ten stał się jednym z najistotniejszych czynników wstrzymujących rozwój projektów morskich farm wiatrowych, ze względu na odmowę warunków przyłączenia do sieci dla większej liczby inwestycji, ponad 2,25 GW, które zostały przyznane pierwszym dwóm MFW – Polenergia Bałtyk III i Baltica 3.

⁵ Terawatogodziny na rok.

Możliwości przyłączeniowe Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, ograniczone są przez następujące czynniki:

- małą elastyczność KSE, ze względu na przewagę w systemie węglowych jednostek wytwórczych,
- niski poziom zapotrzebowania na energię w dolinie nocnej, sięgający 15,5 GW, przy minimum technicznym wynikającym z możliwości regulacyjnych jednostek węglowych wynoszącym 12 GW,
- mały udział w systemie elektrowni szczytowo-pompowych – 1,5 GW,
- słaby rozwój sieci przesyłowej w Północnej Polsce, zarówno w kierunkach zachód-wschód, jak i przede wszystkim północ-południe,
- małą liczbę dużych odbiorców energii w Północnej Polsce,
- słabo rozbudowane połączenia transgraniczne, a także tzw. „przepływy kołowe” z północny Niemiec na południe do Czech i Austrii, zmniejszające możliwości bilansowania systemu poprzez międzynarodowy transfer energii.

Ocenę realnego potencjału przyłączeniowego MFW utrudnia dodatkowo fakt zablokowania mocy przyłączeniowych przez ogromną liczbę wydanych warunków przyłączenia, zwłaszcza dla projektów lądowej energetyki wiatrowej, w tym w większości w Polsce Północnej (ok. 12-16 GW)⁶.

Należy jednak pamiętać, że ocena potencjału przyłączeniowego MFW nie powinna się opierać na dzisiejszym stanie KSE, ale musi uwzględniać czynniki, które będą kształtować jego stan w perspektywie lat 2025-2035, w tym zwłaszcza:

- prognozowany wzrost zapotrzebowania na energię związany ze wzrostem gospodarczym,
- ubytki mocy w systemie w wyniku wycofywania z użycia starych źródeł wytwórczych,
- znaczące opóźnienia w realizacji planu inwestycyjnego w energetyce w odniesieniu do nowych mocy,
- planowane inwestycje w nowe sieci przesyłowe,
- przewidywany wzrost udziału w systemie elastycznej generacji gazowej,
- rozwój technologii magazynowania energii,
- rozwój morskich systemów przesyłowych w obszarze Morza Bałtyckiego.

Przy niniejszej analizie założono, że dalszy rozwój energetyki wiatrowej na lądzie zostanie istotnie ograniczony, na skutek wdrożonych zmian systemowych, ograniczających możliwość lokalizowania nowych projektów ze względu na istniejące konflikty społeczne i potencjalne konflikty środowiskowe. Spowoduje to uwolnienie co najmniej kilkunastu gigawatów potencjalnych mocy przyłączeniowych w Polsce Północnej. Nawet zakładając zarezerwowanie części uwolnionej mocy pod projekty elektrowni jądrowych, które miałyby być zlokalizowane w pasie przybrzeżnym Morza Bałtyckiego, **w latach 2025-2035 powinny wystąpić możliwości przyłączenia do sieci generacji MFW dalszych 7-8 GW, ponad uzgodnione z operatorem do tej pory 2,25 GW.** Decydujący wpływ będzie jednak miała struktura miksu energetycznego w krajowym systemie elektroenergetycznym, w tym zwłaszcza obecność źródeł elastycznych, takich jak gazowe czy szczytowo-pompowe. Więcej na ten temat w rozdziale 1.2.2.

1.2.2. Prognozy zmian w zakresie ubytku i przyrostu mocy wytwórczych w systemie

Kolejnym kluczowym czynnikiem, który determinuje możliwość rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce jest poziom zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju oraz możliwość zaspokojenia zapotrzebowania przez inne technologie. Kluczową formą zapotrzebowania jest moment szczytu, dlatego w analizach obecnego i przyszłego stanu energy mix w Polsce należy w szczególności zwrócić uwagę na relację poboru energii elektrycznej w szczytowym momencie do ilości energii w systemie.

⁶ Instytut Jagielloński. Maj 2015. Uwolnić moc polskiej elektroenergetyki - Raport na temat propozycji uwolnienia mocy przyłączeniowej dla nowych elektrowni wiatrowych

Zgodnie z danymi PSE Operator⁷, zapotrzebowanie na moc szczytową wzrośnie do roku 2030 o ok. 24% względem zapotrzebowania obecnego i osiągnie ok. 32,7 GW w szczycie zimowym. Dodatkową, bardzo istotną presję na możliwość pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną będzie wywoływać konieczność dostosowania polskiej energetyki do nowych, ostrzejszych standardów emisyjnych (tzw. Konkluzje BAT), które zaczną obowiązywać po czterech latach od decyzji Komisji Europejskiej o ich zastosowaniu, a więc po roku 2021, a także konieczność wycofania z eksploatacji najstarszych kotłów węglowych, które po roku 2020 przekroczą swój czas żywotności.

Według PSE, w latach 2020-2035 konieczne będzie wyłączenie mocy z systemu o wielkości od 13,9 do 20,9 GW w zależności od ilości modernizacji starych bloków węglowych, które będą w stanie przeprowadzić zakłady energetyczne. W tym czasie powinno zostać oddanych do użytku ok. 5,8 GW nowych mocy w inwestycjach, które zostały już rozpoczęte, lub dla których podjęto decyzje inwestycyjne. Scenariusz ten oznacza, że po roku 2022 należy się spodziewać niedoboru nadwyżki mocy, które w latach 2023-2035 rosą do poziomu – 13 GW.

Operator wskazuje, że w zależności od przyjętego scenariusza, dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego systemu, niezbędne jest doprowadzenie do przyrostu mocy zainstalowanej, ponad rozpoczęte już inwestycje, w następujących wielkościach (w zależności od zdolności modernizacyjnych istniejących bloków): do roku 2025 – 2,6-8,5 GW, do roku 2030 – 6,5-17,6 GW, do roku 2035 – 15,8-22,3 GW.

Na potrzeby niniejszego Programu, FNEZ przeprowadziła własne analizy modelowe zmian, jakie będą zachodzić w strukturze paliwowej i wytwórczej polskiego systemu elektroenergetycznego. W modelu uwzględniono istniejące moce w poszczególnych kategoriach i technologiach, ich żywotność, oraz planowane i prognozowane inwestycje w nowe moce⁸. Wyniki analiz z roku 2012 zostały w roku 2017 poddane aktualizacji, z uwzględnieniem istotnych opóźnień w realizacji szeregu inwestycji, w tym zwłaszcza programu rozwoju energetyki jądrowej w Polsce.

W przeprowadzonych analizach uwzględniono realizację trzech projektów morskich farm wiatrowych, o łącznej mocy 2,25 GW, dla których zostały podpisane umowy przyłączeniowe i które są w trakcie przygotowywania inwestycyjnego: MFW Polenergia Bałtyk III i MFW Polenergia Bałtyk II (Inwestor: Polenergia S.A.) oraz Baltica 3 (Inwestor: PGE Energia Odnawialna S.A.).

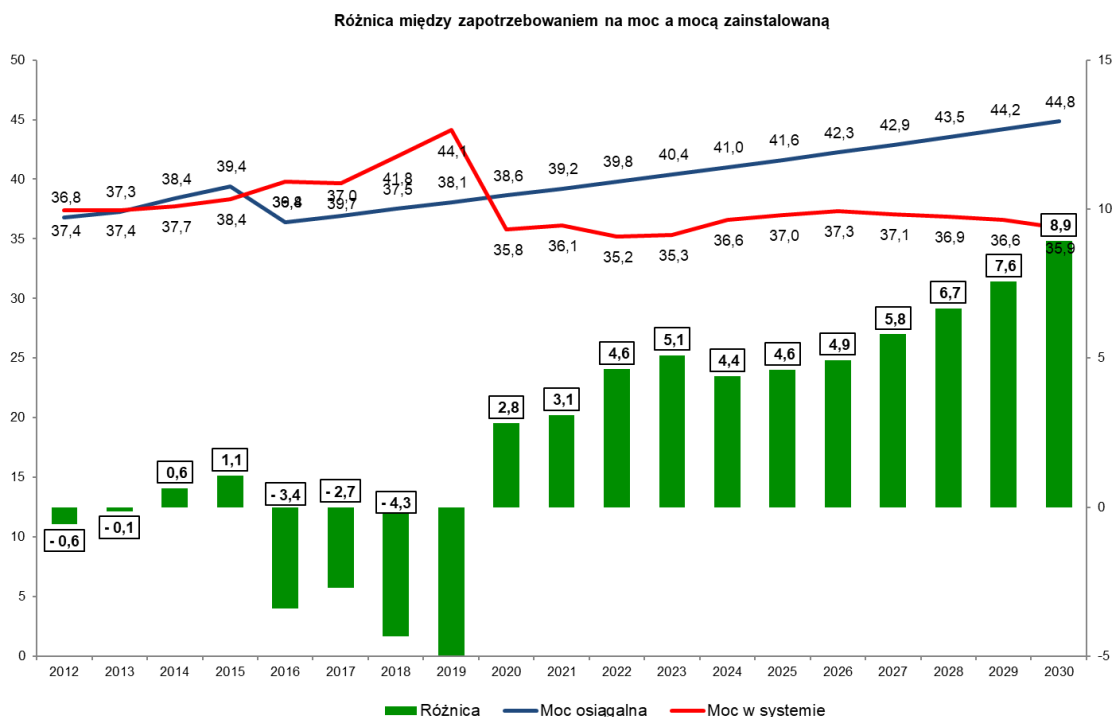
W odniesieniu do programu rozwoju energetyki jądrowej, przyjęto, że nawet w scenariuszu kontynuacji przyjętego w 2011 roku programu rządowego, pierwsza elektrownia jądrowa nie zostanie oddana do użytku przed końcem roku 2035.

Wykresy na rysunkach 3 i 4 przedstawiają najważniejsze wyniki, które są zbieżne z raportem PSE.

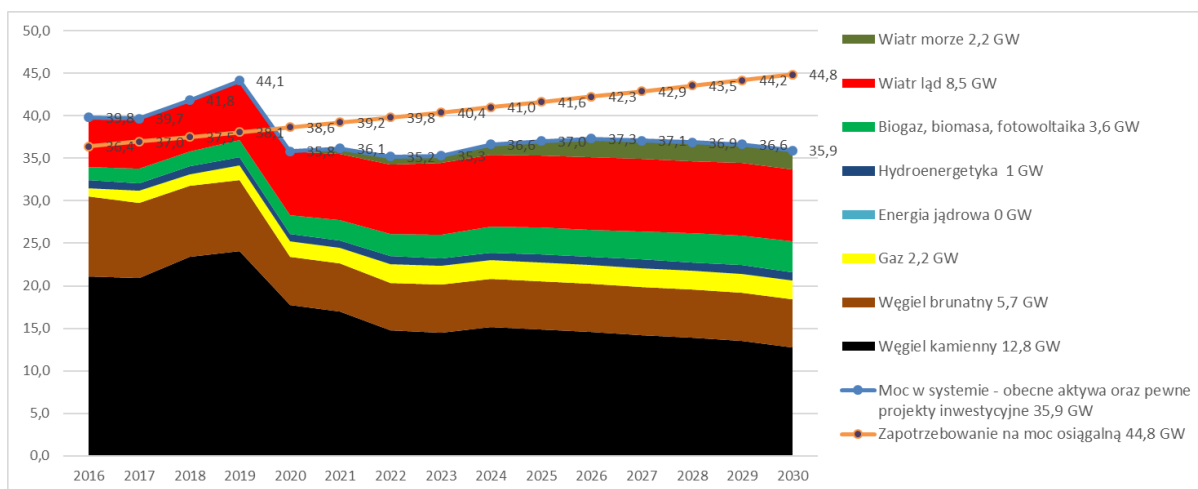
Podsumowując należy stwierdzić, że w latach 2021-2030 istnieje konieczność oddania do użytku ok. 9 GW nowych mocy, w projektach na dzień dzisiejszy nie rozpoczętych i nie będących w zaawansowanym stadium przygotowania. Jest to bez wątpienia, z jednej strony ogromne wyzwanie dla polskiej energetyki i gospodarki, z drugiej strony – wielka szansa dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, której potencjał systemowy, w tym kontekście, można szacować na nie mniej niż 10 GW, z uwzględnieniem 2,25 GW w projektach już posiadających umowy przyłączeniowe.

⁷ PSE Operator. 20 maja 2016. Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2036. Konstancin-Jeziorna. Raport na temat propozycji uwolnienia mocy przyłączeniowej dla nowych elektrowni wiatrowych.

⁸ PSE. Listopad 2015. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025 PSE. Informacje o zasobach wytwórczych KSE (wg stanu na 30.11.2017)



Rysunek 3 Moc w systemie – różnica pomiędzy zapotrzebowaniem a mocą zainstalowaną⁹



Rysunek 4 Moc w systemie – zmiany struktury paliwowej z uwzględnieniem rozpoczętych inwestycji¹⁰

1.2.3. Odbiór i przesył energii z MFW

Koordinacja przyłączenia morskich farm wiatrowych do KSE oraz budowa morskich sieci przesyłowych będzie istotnym elementem strategicznego rozwoju MEW w Polsce. Brak koordynacji będzie skutkowało promienistym przyłączaniem projektów, tj. w sposób zakładający indywidualnie przyłączenie każdego projektu. Oznaczać to będzie wyższe koszty, a także utracone korzyści dla systemu elektroenergetycznego. W przypadku skoordynowanego podejścia możliwe jest łączenie grup MFW i przyłączanie ich do morskich stacji zbiorczych i przesył energii wspólnymi kablami energetycznymi.

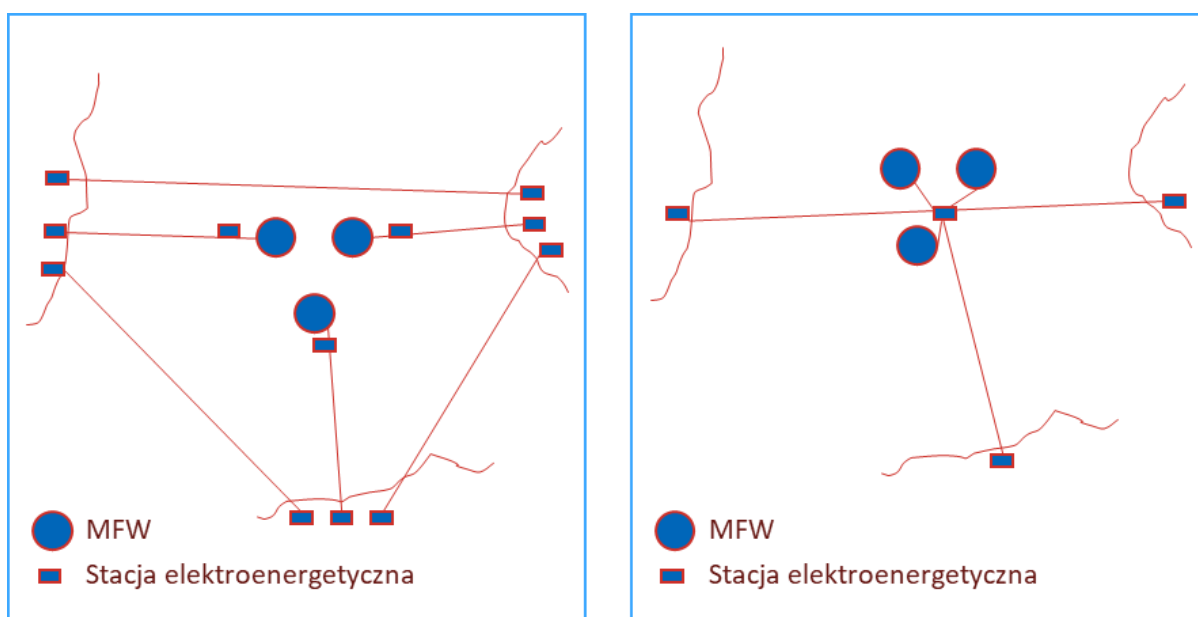
⁹ FNEZ, Analiza bilansu energetycznego w Polsce w latach 2012-2030, Warszawa 2017

¹⁰ FNEZ, Analiza bilansu energetycznego w Polsce w latach 2012-2030, Warszawa 2017

Patrząc na doświadczenia zagraniczne wyraźnie można zaobserwować, że kraje intensywnie rozwijające technologię MFW kładą duży nacisk na koordynację przyłączania projektów oraz planowanie rozwoju sieci morskich. Powodów takiego podejścia jest kilka:

- zwiększenie bezpieczeństwa MFW poprzez większe możliwości bilansowania energii z wiatru,
- ograniczona przestrzeń na obszarach morskich – grupowanie (klastrowanie) projektów oznacza mniejszą ilość kabli i wydajniejsze wykorzystanie przestrzeni,
- ograniczone możliwości prowadzenia infrastruktury kablowej na lądzie spowodowane uwarunkowaniami społecznymi i środowiskowymi,
- obniżenie kosztów przyłączenia projektów – wspólna infrastruktura,
- możliwość integracji MFW z połączeniami transgranicznymi,
- możliwość łączenia grup projektów i tworzenie morskich połączeń sieci przesyłowej – zwiększenie bezpieczeństwa dostaw (redundancja połączeń).

Obecnie w Europie trwają intensywne prace nad integracją morskich farm wiatrowych z morskimi sieciami przesyłowymi, czego przykładem są takie inicjatywy jak m.in. The North Seas Countries' Offshore Grid Initiative (NSCOGI)¹¹ czy też koncepcja stworzenia North Sea Wind Power Hub, tj. sztucznej wyspy stanowiącej hub przyłączeniowy dla morskich farm wiatrowych oraz element transgranicznego sieci łączącej m.in. Wielką Brytanię, Danię i Niemcy. Należy zaznaczyć, że pierwszy projekt zintegrowany z połączeniem transgranicznym jest obecnie realizowany na Morzu Bałtyckim na styku wyłącznych stref ekonomicznych Danii, Niemiec i Szwecji.

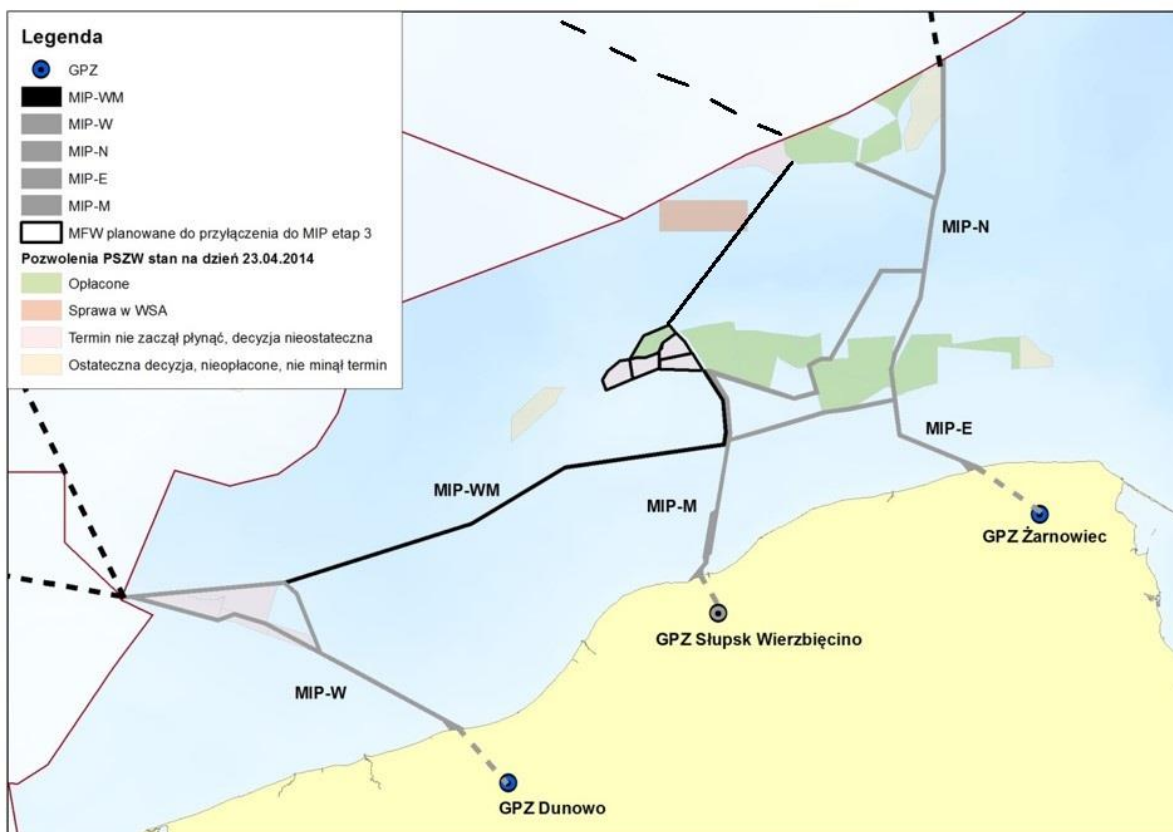


Rysunek 5 Porównanie modelu przyłączenia MFW promienistego i zintegrowanego z połączeniami transgranicznymi¹²

FNEZ w latach 2013-2015 pracowała, wraz z Grupą Doradcą SMDI, nad koncepcją przestrzenną krajowej sieci morskiej o roboczej nazwie Morska Infrastruktura Przesyłowa – MIP. Celem prac było określenie przebiegu możliwych korytarzy infrastrukturalnych, łączących trzy regiony potencjalnego rozwoju MEW w polskich obszarach morskich. Poniższy rysunek przedstawia wyniki przeprowadzonych prac koncepcyjnych oraz uzgodnień z administracją morską.

¹¹<https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/the-north-seas-countries-offshore-grid-initiative-nscogi/Pages/default.aspx> (data dostępu: 19.01.2018 r.)

¹² FNEZ, 2017



Rysunek 6 Koncepcja przebiegu Morskiej Infrastruktury Przyłączeniowej dla morskich farm wiatrowych i połączeń transgranicznych w polskich obszarach morskich¹³

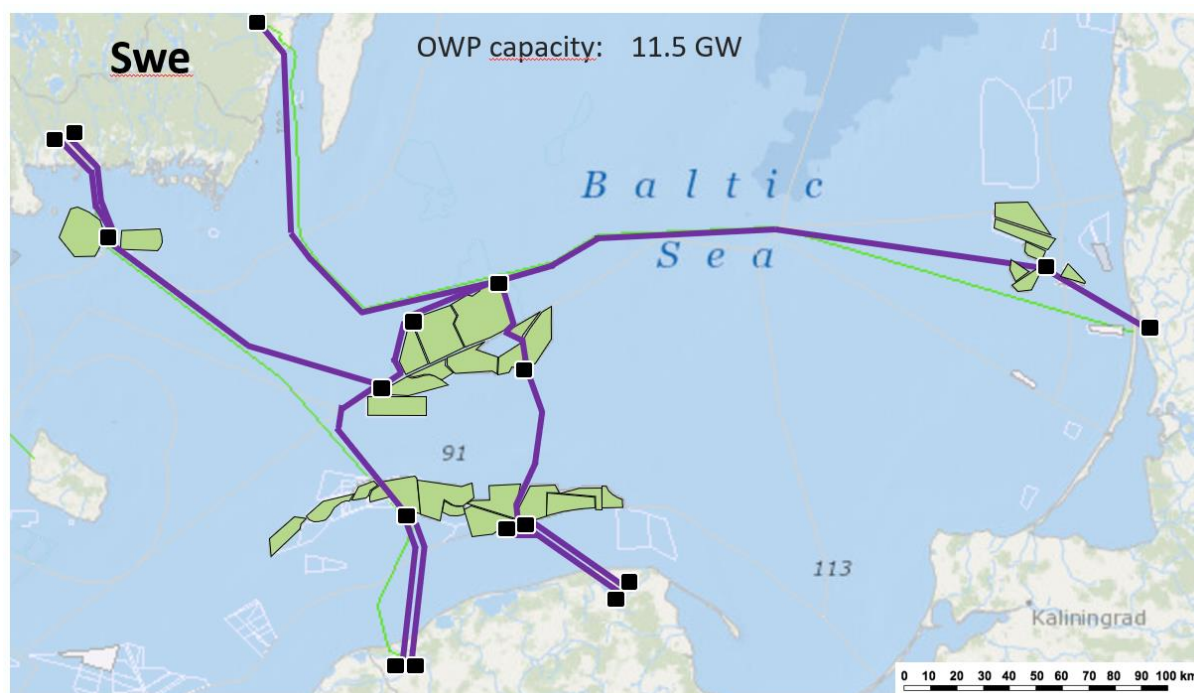
Bazując na wstępnych wynikach projektu MIP oraz doświadczeniach z basenu Morza Północnego, w ramach projektu Baltic InteGrid¹⁴ realizowanego przez 14 organizacji (w tym FNEZ) z 8 państw regionu Morza Bałtyckiego opracowywane jest wstępne studium wykonalności dla transgranicznego połączenia Polska-Szwecja (z możliwością połączenia do Litwy) zintegrowanego z morskimi farmami wiatrowymi.

Prace analityczne nad studium wciąż trwają, jednak już dziś dostępne są pierwsze wnioski:

- rozwój MEW na poziomie >4 GW w rejonie Ławicy Słupskiej i Ławicy Środkowej nie będzie możliwy bez skoordynowanego podejścia,
- jedną z głównych barier będzie możliwość wyprowadzenia linii kablowych na ląd i poprowadzenia ich w części lądowej ze względu na gęstą zabudowę mieszkalną, wysoką wartość przyrodniczą obszarów nadmorskich oraz intensywny rozwój turystyki nadmorskiej; podejście zintegrowane pozwala **3-krotnie** zmniejszyć ilość wymaganych kabli,
- integracja MFV z sieciami przesyłowymi może przynieść oszczędności systemowe, wstępne wyniki wskazują na redukcję kosztów rzędu **3 mld EUR**,
- zwiększone zostaną możliwości transgranicznego przesyłu energii elektrycznej,
- intensywne wykorzystanie przestrzeni morskiej oraz znaczna ilość wymaganych kabli podmorskich do przyłączenia planowanych projektów wymagają utworzenia korytarzy infrastrukturalnych przeznaczonych do lokalizacji kabli podmorskich oraz zbiorczych stacji elektroenergetycznych (hubów) – korytarze infrastrukturalne oraz lokalizacje stacji zbiorczych zostały określone na podstawie analizy przestrzennej,
- zbiorcze morskie stacje elektroenergetyczne (huby) na Ławicy Słupskiej i Ławicy Środkowej mogą stanowić bazę logistyczną dla Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa.

¹³ FNEZ, SMDI

¹⁴ Integrated Baltic Offshore Wind Electricity Grid Development „Baltic InteGrid” – projekt finansowany z programu INTERREG Regionu Morza Bałtyckiego 2014-2020



Rysunek 7 Koncepcja połączenia Polska-Szwecja (z możliwością połączenia do Litwy) zintegrowanego z planowanymi MFW (mapa ma charakter poglądowy i nie odzwierciedla faktycznych tras kablowych)¹⁵

Obecnie w Polsce odpowiedzialność za przyłączenie MFW do KSE leży po stronie inwestora, co oznacza ograniczony wpływ operatora sieci przesyłowej na ostateczny kształt przyłącza oraz możliwość stworzenia synergii z innymi inwestycjami. Oznacza to również wzrost ryzyka inwestycji oraz wzrost kosztów samych projektów związany z koniecznością budowy oddzielnych przyłączy. Powstaje także problem operowania oraz własności powstałej infrastruktury, która może mieć znaczenie strategiczne dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, zwłaszcza w kontekście potencjalnej rozbudowy o połączenia transgraniczne.

Analizy pokazują techniczną, ekonomiczną, społeczną i przestrzenną wykonalność budowy sieci morskich zintegrowanych z MFW. Budowa takiej sieci wymaga jednak jednego podmiotu odpowiedzialnego za planowanie infrastruktury przesyłowej, a także uwzględnienia kwestii połączeń w planie rozwoju sieci. Rolę podmiotu koordynującego mógłby pełnić operator sieci przesyłowej – PSE S.A.

Patrząc na doświadczenia zagraniczne, dostępne są różne modele związane ze strategicznym planowaniem przyłączy MFW do sieci. Od całkowitej odpowiedzialności operatora sieci przesyłowej (model niemiecki), po rozwiązania pośrednie, w których za budowę przyłącza odpowiedzialny jest inwestor MFW, który ma następnie obowiązek odsprzedać je do operatora sieci przesyłowej (model brytyjski). Niezależnie od wyboru ostatecznego rozwiązania konieczne jest zapewnienie odpowiedniego poziomu koordynacji i planowania na poziomie centralnym.

Podsumowując, rozwój MEW o mocy większej niż 4 GW wymaga wybudowania:

- sieci morskiej wraz z morskimi stacjami elektroenergetycznymi (hubami) na ławicy Słupskiej i ławicy Środkowej, gdzie planowa jest największa liczba projektów MFW oraz
- połączenia lub połączeń transgranicznych (ze Szwecją, Danią, Litwą) umożliwiających okresowy import/export energii, zwiększających możliwości bilansowania energii z MFW, oraz bezpieczeństwo systemu poprzez redundancję połączeń przesyłowych.

Zasadniczym zagadnieniem, mającym wpływ na dalszy rozwój MEW w Polsce, będzie natomiast miała decyzja o ewentualnym przejściu obowiązku rozwoju sieci przesyłowej z punktami przyłączenia na obszarach morskich przez operatora systemu przesyłowego. Rozwiązanie takie zapewni bowiem niezbędną koordynację przyłążeń

¹⁵ Integrated Baltic Offshore Wind Electricity Grid Development „Baltic InteGrid” – projekt finansowany z programu INTERREG Regionu Morza Bałtyckiego 2014-2020

MFW oraz obniży koszty budowy morskich farm wiatrowych, a tym samym skróci okres i zmniejszy wielkość niezbędnego wsparcia tego typu projektów.

1.2.4. Rola morskiej energetyki w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju

Jak wykazano powyżej, największym wyzwaniem dla polskiej gospodarki w kolejnym dziesięcioleciu będzie zapewnienie pokrycia krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Na początku kolejnej dekady zostanie wyłączonych z użytku co najmniej kilkanaście gigawatów istniejących mocy wytwórczych. Będą to głównie najstarsze, niespełniające standardów emisji bloki węglowe. Powstaje zasadnicze pytanie, czym ta luka w systemie elektroenergetycznym zostanie zapełniona. W okresie 4-5 lat nie ma możliwości zrealizowania inwestycji w nowe moce o tak dużej skali w żadnej technologii. Oznacza to, że Polska może stanąć przed koniecznością importu dużej ilości energii, zwłaszcza w okresach szczytu sezonowego i dobowego. Ale, żeby móc importować energię niezbędna jest transgraniczna infrastruktura przesyłowa o odpowiedniej mocy przesyłowej. Ogromną rolę może odegrać w tym zakresie budowa morskich połączeń elektroenergetycznych, z takimi państwami jak Dania, Szwecja lub/i Litwa.

Uzależnienie od importu energii może być rozważane wyłącznie jako narzędzie okresowego wsparcia bezpieczeństwa energetycznego, na czas budowy własnych źródeł wytwórczych. Tu powstaje pytanie, czy w tym okresie należałoby importować energię z krajów, gdzie ma ona niższą cenę niż w Polsce, czy wręcz przeciwnie. Niska cena importowanej energii wpłynie na obniżenie lub utrzymanie na niskim poziomie cen krajowych, a to będzie powodować nieopłacalność inwestycji w nowe źródła. Z drugiej jednak strony, pozwolić może na zmniejszenie obciążeń odbiorców końcowych kosztami inwestycji w nowe źródła, co ma znaczenie zarówno społeczne, jak i progospodarcze. W takiej sytuacji, niezbędne jednak jest tworzenie innych systemów wspierania inwestycji w nowe źródła.

Drugie zasadnicze pytanie, dotyczy tego w jakie technologie wytwarzania inwestować, aby zapewnić samowystarczalność energetyczną Polski w okresie długofalowym. Dotychczas, odpowiedź na to pytanie była oczywista, bo bezpieczeństwo zapewniały nam krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego. W ostatnich latach staje się jednak również oczywiste, że takiego stanu nie uda się utrzymać w kolejnych dziesięcioleciach, przede wszystkim ze względu na zmniejszające się zasoby przemysłowe węgla. Budowanie nowych elektrowni węglowych, wbrew megatrendom światowym, ale przede wszystkim ze świadomością, że w perspektywie kolejnych kilkunastu lat oznaczać to będzie uzależnienie od importu paliwa, wydaje się mało logiczne. Poza tym, przygotowanie i budowa elektrowni węglowej zajmują kilkanaście lat, co sprawia, że nowe elektrownie nie miałyby szansy powstać w okresie największych braków mocy – w latach 2025-2030.

Alternatywą wydaje się być energetyka jądrowa. Jest to technologia wytwarzająca energię nie emitując CO₂, w sposób stabilny i bezpieczny, zapewniając duże moce mogące pracować w podstawie systemu. Jednak proces budowy energetyki jądrowej w Polsce wydaje się być zdecydowanie spóźniony. Biorąc pod uwagę obecny stan rozwoju pierwszego projektu elektrowni jądrowej, należy założyć, że może on zostać ukończony około roku 2035. Nawet jeśli zapadnie ostateczna decyzja inwestycyjna w tym zakresie, to nie rozwiąże to problemu niedoboru mocy w systemie w latach 2025-2035. Aby energetyka jądrowa miała stanowić realną alternatywę dla stopniowo wygaszanej energetyki węglowej, już dziś musiałyby być rozwijane projekty elektrowni jądrowych o łącznej mocy nie mniejszej niż 6 GW, a nie jeden projekt o mocy 0,8-1 GW. Dla takiej liczby projektów może jednak być problem z lokalizacjami, zapewniającymi bezpieczne i efektywne funkcjonowanie elektrowni jądrowych.

Trendy rozwojowe w światowej energetyce mogą wskazywać, że modernizacja polskiej energetyki pójdzie w zupełnie innym kierunku, opierając się na technologiach pozwalających na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w ujęciu indywidualnym i lokalnym, a nie krajowym. Rozwój małych źródeł energii, zwłaszcza solarnych, w połączeniu z rewolucją technologiczną na rynku magazynów energii, może sprawić, że po roku 2030 zdecydowanie zacznie przyrastać ilość indywidualnych, rozproszonych źródeł energii, klastrów i wysp energetycznych, które zdecydowanie zmniejszą zapotrzebowanie na energię z systemu. Warunki przestrzenne i klimatyczne Polski, a przede wszystkim bardzo słaba jakość przestarzałej infrastruktury dystrybucyjnej, stanowią tu jednak istotne ograniczenia dla wielkoskalowego rozwoju.

Bardzo ważnym źródłem energii w kolejnej dekadzie będzie prawdopodobnie gaz ziemny. Mimo, iż nie spełniły się nadzieje na szybkie przemysłowe zagospodarowanie krajowych złóż gazu łupkowego, to jednak zdecydowana polityka dywersyfikacja kierunków importu gazu oraz rozbudowa infrastruktury importowej, przesyłowej

i magazynowej gazu ziemnego, sprawia, że to właśnie elektrownie gazowe mogą odegrać kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju. Zasadnicze znaczenie będą zaś miały inwestycje morskie, takie jak budowa i rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu i budowa międzysystemowego połączenia gazowego Polska-Dania-Norwegia „Baltic Pipe”. Realizacja przygotowywanych inwestycji umożliwi Polsce import z różnych kierunków gazu w ilości ok. 20-21 mld m³ rocznie. Przy obecnym zapotrzebowaniu krajowym na poziomie ok. 16 mld m³, pozostały gaz mógłby zasilić 4-5 GW elektrowni i elektrociepłowni gazowych. Gazowe źródła wytwórcze można wybudować w ciągu kilku lat, tym bardziej że gotowych jest wiele projektów. Problemem jednak jest cena gazu, a co za tym idzie cena energii wytwarzanej przez źródła gazowe. Wydaje się jednak, że rozwój energetyki gazowej jest niezbędny, co oznacza konieczność zapewnienia mechanizmów opłacalności tego typu inwestycji. Rozwiązaniem kluczowym może tu być dywersyfikacja źródeł gazu, zapewniająca konkurencję dostaw, a więc i wywołująca presję cenową, a także rynek mocy, gdyż źródła gazowe są predystynowane do pełnienia roli stabilizatorów systemu, ze względu na wyjątkowo dużą elastyczność wytwarzania.

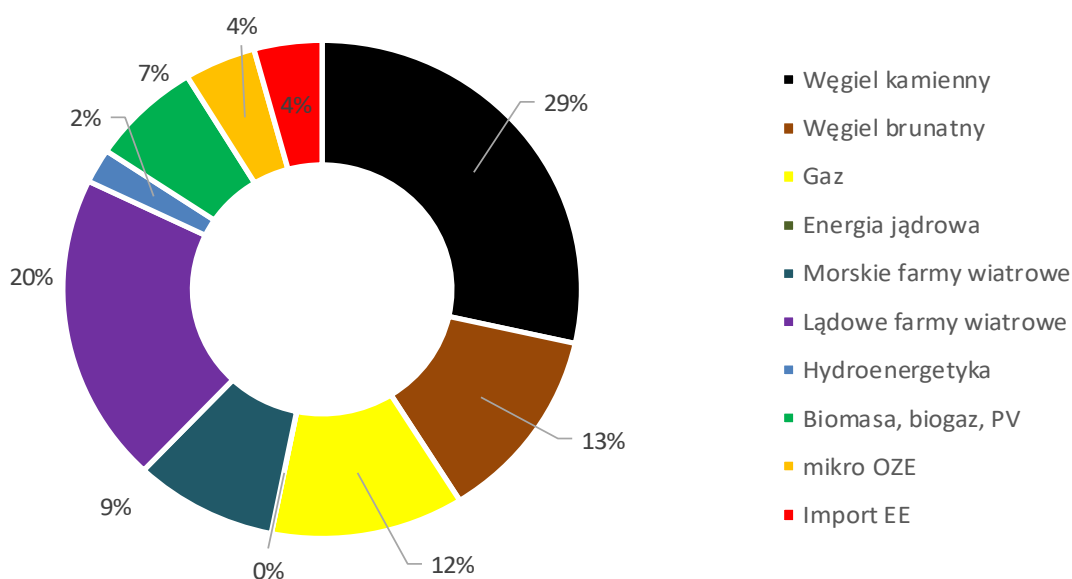
Rozwój generacji gazowej, w połączeniu z rozwojem transgranicznych sieci morskich, stwarzać będzie doskonałe warunki dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Biorąc pod uwagę, że do roku 2030 może zostać oddanych do użytku 4 GW w MFW, a w kolejnych pięciu latach dalsze 4 GW, morska energetyka wiatrowa może odegrać kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski w kolejnych dwóch dekadach.

FNEZ przeprowadziła własne symulacje rozwoju miksu energetycznego w latach 2020-2030, w których uwzględniła szereg uwarunkowań realizacji inwestycji w poszczególnych technologiach. Na ich podstawie określony został proponowany mikś energetyczny na okres pomiędzy obecną dominacją energetyki węglowej, a jej stopniowym, częściowym zastąpieniem przez energetykę jądrową lub rozproszoną po roku 2040. Kluczową rolę odgrywają w tym procesie źródła gazowe, morskie farmy wiatrowe, odnawialna energetyka rozproszona i import energii.

Import energii będzie miał kluczowe znaczenie w latach 2022-2026 i do tego czasu powinny zostać wybudowane nowe połączenia transgraniczne, w tym morskie z Danią i/lub Szwecją. Również w tych latach powinny być oddawane do użytku nowe elektrociepłownie gazowe o łącznej mocy do 4-5 GW, które w latach 2023-2027 pracowałyby jako źródła systemowe, w miejsce wyłączanych elektrowni węglowych, a następnie zmniejszałyby obciążenie, zwiększając swoją rolę rezerwową i stabilizującą system. Po roku 2027 istotnymi źródłami energii stawałyby się morskie farmy wiatrowe. Strukturę wytwarzania uzupełniałyby inne, rozproszone źródła odnawialne.

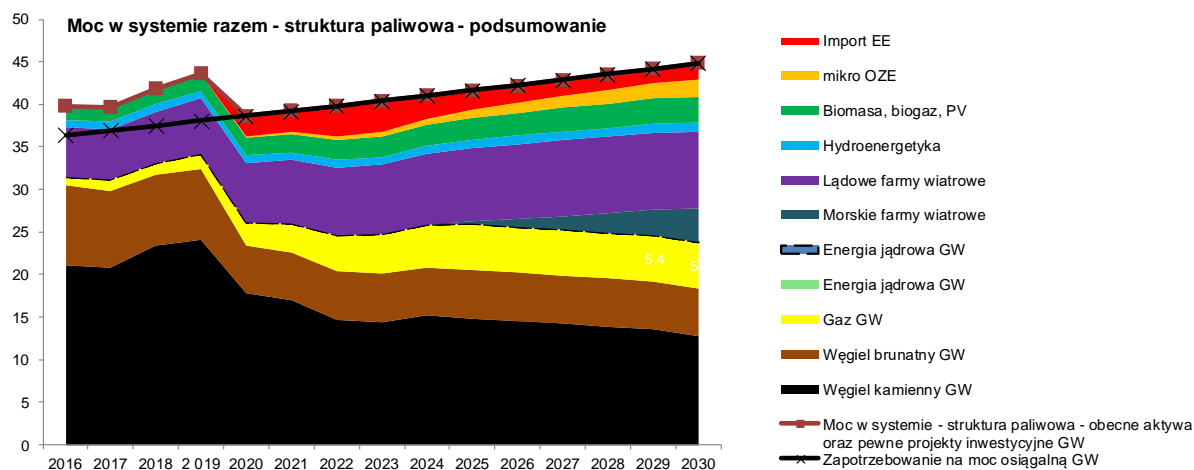
Wyniki przeprowadzonego modelowania przedstawiają poniższe wykresy.

Struktura paliwowa 2030



Rysunek 8 Prognozowana struktura paliwowa Polski w roku 2030¹⁶

¹⁶ FNEZ, 2018 „Program Energia z Bałtyku dla Polski” – materiał niepublikowany



Rysunek 9 Prognozowane zmiany w strukturze paliwowej Polski w latach 2016- 2030¹⁷

1.2.5. Zaplecze dostawczo-logistyczne

Ambitne plany państw europejskich zakładają rozwój MFW do poziomu 70 GW do roku 2030 (wg Wind Europe), z kolei wg raportu BNEF szacuje rozwój światowego rynku MEW do roku 2030 na poziomie 115 GW¹⁸. Większość projektów zaplanowano na Morzu Północnym, jednak duża część dotyczy również Morza Bałtyckiego. Według statystyk EWEA ok. 20% MFW, które uzyskały już pozwolenia, zlokalizowano na Morzu Bałtyckim¹⁹. Co więcej, łączna moc planowanych projektów MFW na Morzu Bałtyckim (projekty na różnych etapach realizacji, od fazy koncepcyjnej po otrzymane pozwolenia) wynosi ok. 19 GW²⁰, nie uwzględniając projektów na polskich obszarach morskich.

Obecnie, średnia wielkość turbiny wiatrowej instalowanej na morzu wynosi 4,8 MW, a większość nowych projektów jest realizowana na turbinach o mocy 6 MW. W roku 2016 po raz pierwszy zostały zainstalowane generatory o mocy jednostkowej 8 MW²¹, a dostępne są już komercyjnie turbiny o mocy 9,5 MW²². Po roku 2020 planowane jest jednak użycie głównie turbin o mocy ponad 10 MW, które już dziś są w fazie testowej. W związku z tym, potencjalny popyt można określić na ok. 8 000 elektrowni wiatrowych (generatorów, rotorów, fundamentów, wież) wraz z pozostałymi elementami (kable morskie, lądowe, transformatory) dla rynku europejskiego do roku 2030.

FNEZ dokonała analizy potencjału rynkowego MEW na Południowym Bałtyku, w ramach projektu Baltic InteGrid²³, której wyniki wskazują na możliwość zainstalowania od 9 do 15 GW w MFW do roku 2030. Potrzeby w zakresie łańcucha dostaw na rynek polski oraz rynki bezpośrednio sąsiadujące, a więc i konkurujące o zasoby przedstawia poniższa tabela.

Tabela 1 Zapotrzebowanie na dostawy komponentów morskich farm wiatrowych na Bałtyku Południowym do roku 2030

Komponenty	Scenariusz niski – 8 GW	Scenariusz wysoki - 15 GW
Turbiny	700	1400
Fundamenty	700	1400
Morskie stacje transformatorowe	30	40

¹⁷ FNEZ, 2018 "Program Energia z Bałtyku dla Polski" – materiał niepublikowany

¹⁸ BNEF. 2018 "2H 2017 Offshore Wind Market Outlook"

¹⁹ EWEA. 2012. The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012.

²⁰ Baltic Offshore Wind Energy Map. Baltic sea Transport, 6/2012, p. 28-29.

²¹ Wind Europe 2017. The European offshore wind industry, key trends and statistics 2016.

²² Dane dostawcy MHI Vestas Offshore Wind

²³ Integrated Baltic Offshore Wind Electricity Grid Development „Baltic InteGrid” – projekt finansowany z programu INTERREG Regionu Morza Bałtyckiego 2014-2020

Komponenty	Scenariusz niski – 8 GW	Scenariusz wysoki - 15 GW
Kable wewnętrzne	2000 km	3750 km
Kable eksportowe	2800 km	4000 km
Statki kablownce	4	6
Statki instalacyjne	2	3
Statki serwisowe	20	40

Źródło: FNEZ, 2017

Tak ambitne plany będą wymagały odpowiedniego zaplecza dostawczo-logistycznego i obsługowo-serwisowego, umożliwiającego produkcję elementów, instalację oraz obsługę i serwis docelowych MFW. Kluczową rolę będą tu odgrywały zakłady przemysłu morskiego, w tym stocznie produkujące elementy stalowe (fundamenty, wieże, maszty pomiarowe, osłony transformatorów) i porty morskie, które towarzyszą realizacji MFW na każdym etapie. W praktyce można wyróżnić 3 rodzaje portów z uwagi na ich rolę:

- **porty produkcyjne** – w których lokalizowane są zakłady produkcyjne wielkogabarytowych komponentów MFW, np. fundamentów, wież, gondoli, łopat itd. Zakłady produkcyjne są najczęściej lokalizowane w portach z uwagi na znaczne rozmiary komponentów oraz docelową instalację tych komponentów na morzu,
- **porty konstrukcyjne** – stanowiące bezpośrednią bazę logistyczną dla projektów MFW, w której komponenty są montowane i przygotowywane do instalacji na morzu. Zmontowane elementy są ładowane na statki instalacyjne bezpośrednio w portach konstrukcyjnych i transportowane na obszar MFW, gdzie są instalowane. Możliwe jest połączenie funkcji portu produkcyjnego i konstrukcyjnego,
- **porty obsługowo-serwisowe** – z których prowadzona jest codzienna obsługa i serwis MFW. Przeważnie porty te charakteryzuje znaczny ruch niewielkich jednostek pływających lub helikopterów, dlatego szczególnie istotna jest odległość do obsługiwanej MFW.

Bardzo ważnym czynnikiem rozwoju zaplecza obsługowego i logistycznego dla polskich MFW będzie m.in. bliskość od ich lokalizacji. Dzięki organizacji tzw. „łańcucha dostaw” opartego na krajowej produkcji komponentów morskich elektrowni, takich jak fundamenty, wieże, a także turbiny i kable, posiadającego bazy logistyczne w niewielkich odległościach od akwenów, na których będzie realizowana budowa, możliwe jest znaczące zmniejszenie kosztów samej budowy. Ogromne znaczenie ma bowiem zarówno koszt transportu morskiego, jak i czas przestoju związanych z koniecznością uwzględniania warunków pogodowych.

Drugim istotnym czynnikiem, sprzyjającym planowaniu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce są dotychczasowe doświadczenia polskiego przemysłu energetyki morskiej, który w latach 2013-2018 przechodził intensywny rozwój.

Na polskim rynku funkcjonuje obecnie kilkadziesiąt firm, specjalizujących się w produkcji komponentów morskich farm wiatrowych w niemal wszystkich ogniach łańcucha dostaw:

- przygotowanie i rozwój projektów MFW
 - SMDI Doradztwo Inwestycyjne Sp. z o.o.
- dostawa turbin i wież
 - Brak producenta turbin
 - GE – producent łopat wirników
 - GSG Towers Sp. z o.o. – producent wież wiatrowych
- budowa, serwis statków budowlanych i obsługowych MFW
 - CRIST S.A.
 - Stocznia Remontowa NAUTA S.A.
- fundamenty i konstrukcje morskie
 - Energomontaż-Północ Gdynia S.A. [EPG]

- Energop
- GSG Towers Sp. z o.o.
- Morska Stocznia Remontowa „Gryfia” S.A.
- ST3 Offshore Sp. z o.o.
- Szczeciński Park Przemysłowy Sp. z o.o.
- Vistal Offshore Sp. z o.o. (Vistal Gdynia S.A.)
- ZAMET Industry / Mostostal Chojnice
- podmorskie kable
 - TELE-FONIKA Kable S.A.
- morskie stacje transformatorowe
 - ABB Sp. z o.o.
 - ZAMET Industry
 - Energomontaż-Północ Gdynia S.A. [EPG]
 - Konsorcjum: GSG Towers Sp. z o.o., Activ Sp. z o.o., Ciecholewski-Wentylacje, Enamor, Famor, Lotos Serwis, MPL Techma, Protea
- usługi dodatkowe
 - Global Martime Sp. z o.o. Poland
 - Morska Agencja Gdynia Sp z o.o.
 - SCAT – Security ConsultingAnd Training
 - Szczeciński Park Przemysłowy Sp. z o.o.
 - StoGda Ship Design Engineering
 - MEWO S.A.
 - MKM Offshore

FNEZ brała udział w roku 2016 w wykonaniu analizy SWOT polskiego zaplecza portowego, na potrzeby budowy oraz obsługi i serwisu morskich farm wiatrowych. Jej wyniki wskazują, że wszystkie cztery porty: Gdańsk, Gdynia Szczecin i Świnoujście mają dobre lub bardzo dobre warunki dla pełnienia funkcji portów budowlanych dla MFW. Łeba, Ustka, Władysławowo i Darłowo, mają natomiast dobre lub dostateczne warunki dla pełnienia funkcji portów obsługowych i serwisowych.

Przy właściwej realizacji rozbudowy i modernizacji portów polskich, mogą one spełniać zarówno rolę portów produkcyjnych, jak i portów konstrukcyjnych. W przypadku tych ostatnich, zakładając typowe możliwości przepustowe portów konstrukcyjnych wynoszące 100 turbin/rok²⁴, można wyliczyć, że duże porty morskie w Polsce pozwalają na montaż i instalację do 400 turbin/rok. W okresie 2020-2030 polskie porty mogą więc obsłużyć teoretycznie nawet 4 000 konstrukcji elektrowni morskich, a więc logistyka portowa nie stanowi czynnika ograniczającego możliwość realizacji scenariusza 10 GW MFW na polskich obszarach morskich.

Wykonana przez Grupę Doradcą SMDI w roku 2017 analiza potencjału łańcucha dostaw dla polskich MFW, dowodzi także, że nie istnieją bariery ograniczające potencjał techniczny szacowany na 10 GW w zakresie organizacji łańcucha dostaw. Blisko 100 firm z całego świata, oferujących łącznie pełen zakres dostaw i usług w procesie przygotowania i budowy MFW, wyraziło zainteresowanie udziałem w budowie łańcucha dostaw dla polskich projektów. Przy czym 25% analizowanych firm pochodziło z Polski. Powstaje jednak istotna wątpliwość, ile komponentów pozwalających na budowę kompletnej farmy wiatrowej będzie mogło być wyprodukowanych, zmagazynowanych i dostarczonych na miejsce budowy w tym samym czasie dla większej liczby projektów

²⁴ Department of Energy and Climate Change. 2009. UK Ports for the Offshore Wind Industry: Time to Act. p. 15.

w latach 2025-2030. Ograniczenia w tym zakresie mogą istotnie wpływać na możliwości osiągnięcia wysokich celów w roku 2030, co bliżej przedstawione zostało w rozdziale 4.

1.2.6. Zaplecze kadrowe

W sektorze morskiej energetyki wiatrowej można zidentyfikować zapotrzebowanie na wykwalifikowane kadry w następujących obszarach:

- **stocznie** – budowa nowych, specjalistycznych statków do transportu i instalowania morskich farm wiatrowych, obsługa linii produkcyjnych wież, fundamentów oraz innych konstrukcji stalowych na potrzeby budowy i obsługi morskich farm wiatrowych,
- **porty** – obsługa logistyczna, przeładunkowa, transportowa budowy, obsługi i serwisu morskich farm wiatrowych,
- **magazyny** – składowanie, magazynowanie generatorów, wież i fundamentów, obsługa dźwigów, komunikacja z portami i stoczniami,
- **kable** – produkcja, magazynowanie, transport, układanie,
- **urządzenia i podzespoły morskich elektrowni** – projektowanie, realizacja urządzeń i podzespołów,
- **przygotowanie i obsługa projektu** – badania środowiska morskiego, prowadzenie procedur administracyjnych, projektowanie, oceny ryzyka, analizy bezpieczeństwa, ochrona, standaryzacja, zarządzanie łańcuchem dostaw, nadzór budowlany, zarządzanie procesem przygotowania projektów oraz budowy i eksploatacji, serwis,
- **nauka** – kreowanie tanich, efektywnych technologii morskich w zakresie budowy i obsługi procesu przygotowania, budowy, obsługi morskich farm wiatrowych, udział w wykonaniu środowiskowych analiz przedrealizacyjnych i monitoringów porealizacyjnych środowiska morskiego,
- **edukacja** – wdrożenie i prowadzenie programów szkoleniowych dla pracowników firm stoczniowych, kablowych, budowlanych, serwisowych i obsługowych, na szczeblu szkolnictwa zawodowego i wyższego,
- **turystyka** – promocja MFW jako atrakcji turystycznej, organizacja rejsów w rejon pracujących na morzu elektrowni wiatrowych,
- **ubezpieczenia, finansowanie** – specjalistyczna obsługa inwestycji w sektorach finansowym i ubezpieczeniowym, analizy ryzyka, audyty, montaż finansowe,
- **bezpieczeństwo** – tworzenie i zarządzanie systemami nadzoru i monitoringu instalacji.

Zgodnie z przeprowadzonymi analizami można stwierdzić, iż sektor MFW może mieć znaczący wpływ na rynek pracy w Polsce, w szczególności w czasie trwania fazy inwestycyjnej. Dane porównawcze z rynku brytyjskiego wskazują, że w czasie prowadzenia budowy MEW na każdy 1 MW mocy przypada ponad 17 etatów (ekwiwalentów pełnych jednostek etatowych) w sektorze MEW i sektorach powiązanych. W fazie operacyjnej szacuje się, że na każdy MW mocy przypada ok. 0,5-1 ekwiwalentu pełnej jednostki etatowej bezpośrednio w sektorze MEW i sektorach pośrednich.

W oparciu o wyniki analiz przeprowadzonych przez EY²⁵ oraz analizy własne oszacowano, iż w przypadku realizacji projektów o mocy 6 GW w fazie inwestycyjnej i operacyjnej, do roku 2030, łącznie w sektorze morskiej energetyki wiatrowej średniorocznie może zostać stworzonych ok. 24,8 tys. dodatkowych, stałych miejsc pracy, bezpośrednio związanych z przygotowaniem i realizacją projektów MFW.

Wg McKinsey&Company²⁶ rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce na poziomie 6 GW może przyczynić się do powstania 77 tysięcy nowych miejsc pracy w sektorach bezpośrednio i pośrednio związanych z przemysłem morskim.

²⁵ EY. 2013. Morska energetyka wiatrowa – analiza korzyści dla polskiej gospodarki oraz uwarunkowań rozwoju.

²⁶ McKinsey&Company. 2016. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Perspektywy i ocena wpływu na lokalną gospodarkę”

Aby szczegółowo ocenić skalę wpływu morskiej energetyki wiatrowej na rozwój rynku pracy w Polsce, konieczne jest uwzględnienie również fazy operacyjnej instalacji (perspektywa do roku 2050-2060). W oparciu o dane szacunkowe średnioroczny poziom zatrudnienia wynikający z rozwoju MFW może osiągnąć nawet około 5,1 tys. miejsc pracy, przy założeniu realizacji projektów o mocy 6 GW (na podstawie danych z 2013 r.).

Wśród wszystkich sektorów powiązanych z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej zdecydowanie najwięcej miejsc pracy może powstać w sektorze stoczniowym, elektromaszynowym, kablowym oraz w budownictwie morskim.

Jednak zaplecze kadrowe, może być także istotnym czynnikiem ograniczającym, a z pewnością spowalniającym, rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Jeżeli bowiem założymy, że zatrudnienie w polskiej gospodarce morskiej w 2015 roku²⁷ wynosiło ok 65 tysięcy osób (z wyłączeniem rynku połowów i przetwórstwa ryb), to zakładając, że ok. 25% z tej grupy zatrudnionych mogłoby zostać zaangażowanych w przygotowanie i realizację projektów morskiej energetyki wiatrowej, zaplecze sektora MFW mogłoby liczyć na ok 16,5 tysiąca zatrudnionych. Co biorąc pod uwagę statystyki, oznaczałoby możliwość obsługi inwestycji o mocy ok. 1 GW. Realizacja programu o mocy 10 GW, wymagałaby więc przynajmniej 5-6 krotny wzrost zatrudnienia, przy założeniu rozłożenia w czasie programu inwestycyjnego. Z jednej strony, daje to oczywiście niezwykle ważny dla rozwoju polskiego przemysłu impuls zatrudnieniowy, z drugiej strony niezbędne byłoby uruchomienie intensywnych programów szkoleniowo-edukacyjnych w szkolnictwie zawodowym i wyższym, których efekty były odsunięte znacząco w czasie.

Polska dysponuje odpowiednio rozwiniętym zapleczem edukacyjnym, jak i badawczo-naukowym dla sektora przemysłu morskiego, a więc i z potencjałem zapewnienia kadr na potrzeby morskiej energetyki. W tym zakresie zidentyfikowano następujące publiczne ośrodki edukacyjne, które mogą po odpowiednim dostosowaniu programów naukowych, dostarczać wykwalifikowane kadry w sektorze MFW. Może się w nich kształcić równolegle ok. 30 tys. studentów, na kierunkach szczególnie istotnych dla branży, jak np.: nawigacja, mechanika i budowa maszyn, elektrotechnika, elektronika i komunikacja, mechatronika, transport, zarządzanie i inżynieria produkcji, fizyka techniczna, automatyka i robotyka, budownictwo, oceanotechnika, energetyka, inwestycje i wdrożenia przemysłowe. Uczelnie te, to:

- Akademia Marynarki Wojennej w Gdyni,
- Akademia Morska w Gdyni,
- Akademia Morska w Szczecinie,
- Akademia Pomorska w Słupsku,
- Politechnika Gdańska,
- Politechnika Koszalińska,
- Uniwersytet Gdański,
- Uniwersytet Szczeciński,
- Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny.

W związku z faktem, iż proces edukacji, ale również dostosowywania programów szkoleniowych i edukacyjnych, jest relatywnie długotrwały i zajmuje minimalnie 5-6 lat (studia licencjackie i magisterskie, dodatkowo specjalistyczne szkolenia i dostosowanie kursów i szkoleń akademickich do zapotrzebowania rynku), w celu zapobieżenia brakom, które mogą mieć poważny negatywny wpływ na rozwój sektora morskiej energetyki wiatrowej, wymagane są dalsze działania zapewniające szkolenie i wykształcenie inżynierów i pracowników technicznych. Przedmiotowe działania powinny być kreowane przez przemysł, uczelnie i polityków.

Podsumowując, przy uwzględnieniu: możliwości przyłączenia do sieci nowych mocy wytwórczych, struktury systemu elektroenergetycznego i prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną, możliwości zaplecza dostawczo-logistycznego oraz zaplecza kadrowego można oszacować potencjał techniczny rozwoju MFW w Polsce na poziomie 10 GW, jednak z realizacją rozłożoną w czasie do roku co najmniej 2035.

²⁷ GUS. 2016. Rocznik Statystyczny Gospodarki Morskiej 2016

1.3. Potencjał rynkowy

Potencjał teoretyczny i techniczny jest dalej ograniczany przez uwarunkowania rynkowe, które wskazują realny potencjał rozwoju MEW w Polsce, a więc taki który przełożyć się może na decyzje inwestycyjne. Do czynników ograniczających potencjał techniczny, należy zaliczyć:

- czynniki społeczne – potencjalne konflikty z innymi użytkownikami obszarów morskich,
- czynniki środowiskowe – potencjalne znaczące oddziaływania na środowisko morskie,
- czynniki ekonomiczne – konkurencyjność względem innych technologii oraz akceptowalność kosztów inwestycyjnych,
- czynniki regulacyjne – wiarygodność i stabilność otoczenia politycznego i regulacyjnego branży.

1.3.1. Uwarunkowania społeczno-środowiskowe

Wyniki pierwszych ocen oddziaływania na środowisko, konsultacji społecznych oraz prac nad planem zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich wskazują, że na wskazanych jako preferowane pod rozwój MEW obszarach, w celu uniknięcia znaczącej presji społeczno-środowiskowej, niezbędne będzie:

- wprowadzenie buforów ograniczających zabudowę elektrowniami wiatrowymi w pobliżu tras żeglugowych (ok 2 mile morskie),
- pozostawienie korytarzy pomiędzy większymi obszarami zabudowy pozwalających na bezpieczne i nieograniczone przemieszczanie się rybaków pomiędzy ważnymi łowiskami i portami (1,5-3 km),
- uwzględnienie ograniczenia zabudowy elektrowniami na głównych trasach migracji ptaków (4-8 km),
- odsunięcie granic farm wiatrowych od obszarów zimowisk ptaków morskich będących przedmiotem ochrony sieci Natura 2000,
- prowadzenie monitoringu porealizacyjnych projektów MFW – w tym celu zasadne może być opracowanie centralnego systemu monitoringu MFW opartego o sieć platform pomiarowo-badawczych na każdej z ławic na wzór platform FINO i włączonego do programu monitoringu wód morskich. Platformy mogłyby również stanowić element infrastruktury badawczo-naukowej oraz systemu obrony narodowej.

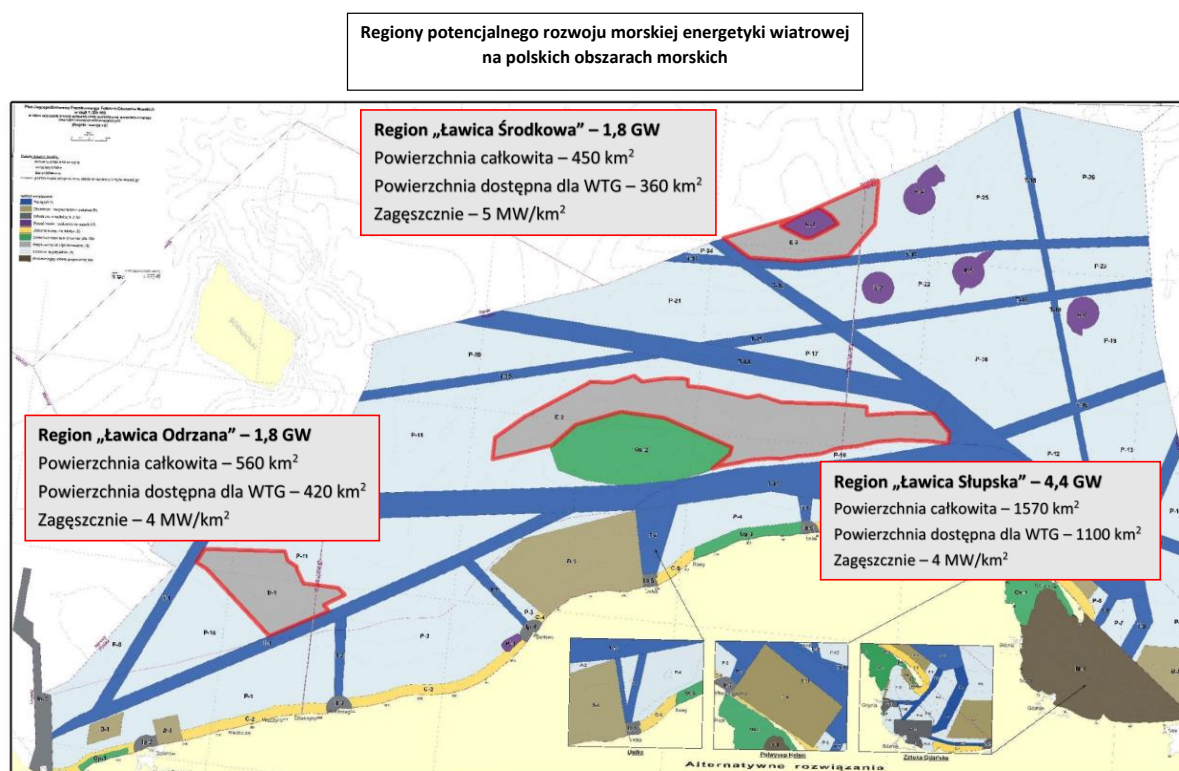
Doświadczenia zagraniczne, w tym z projektów bałtyckich, każą zakładać, że część obszarów objętych pozwoleniami lokalizacyjnymi może nie sprzyjać lokalizacji elektrowni, ze względu na niekorzystane uwarunkowania geologiczne.

Ważnym czynnikiem przestrzennym, mogącym wpłynąć istotnie na ograniczenie potencjału polskiej MEW będą także możliwości wyprowadzenia na ląd kabli eksportowych, przyłączających poszczególne projekty do KSE. Analizując uwarunkowania przestrzenne, zarówno środowiskowe jak i społeczne na obszarach morskich, w pasie przybrzeżnym i na terenach pomiędzy brzegiem morskim a potencjalnymi punktami przyłączenia do sieci, można stwierdzić, że promieniste przyłączenie większej liczby projektów nie będzie możliwe. Rozwój MEW na poziomie większym niż 4 GW będzie wymagać tworzenia wspólnej infrastruktury przyłączeniowej dla kilku projektów. Szczegółowo to zagadnienie zostało zaprezentowane w rozdziale 1.2.3.

Powyższe czynniki odmiennie charakteryzują każdy z potencjalnych rejonów rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na polskich obszarach morskich:

- Rejon I – północny i wschodni stok ławicy Słupskiej (ok. 1570 km²) – z jednej strony jest to rejon położony w najbliższej odległości potencjalnych portów budowlanych i serwisowych, i charakteryzuje się dobrymi możliwościami przyłączeniowymi oraz stosunkowo niewielką głębokością. Kluczowym ograniczeniem tego regionu jest jednak bezpośrednie sąsiedztwo obszaru Natura 2000 „Ławica Słupska”, będącego ważnym zimowiskiem dla ptaków morskich na Bałtyku. Rejon ten leży ponadto na trasach przemieszczania się jednostek rybackich pomiędzy portami a najważniejszymi obszarami połowowymi w rejonie Rynny Słupskiej. Na tym obszarze niezbędne jest więc:
 - zapewnienie właściwej odległości lokalizacji elektrowni wiatrowych od najpłytszych obszarów intensywnie wykorzystywanych przez zimujące ptaki morskie będące przedmiotem ochrony obszaru Natura 2000,

- o zapewnienie korytarzy migracyjnych dla ptaków przemieszczających się w okresach migracji na i z obszarów zimowisk,
 - o zapewnienie możliwości swobodnego przepływania jednostek rybackich pomiędzy portami i ważnymi łowiskami.
- Rejon II – południowy stok Ławicy Środkowej (ok. 450 km²) – obszar ten charakteryzuje się najlepszymi warunkami wietrznymi, jest jednak znacząco oddalony od brzegu, co zwiększa koszty przyłączenia, budowy oraz obsługi projektów. Obszar ten jednak nie generuje istotnego ryzyka konfliktów społecznych i środowiskowych, co pozwala na planowanie większego zagęszczenia elektrowni wiatrowych.
 - Rejon III – północno-wschodni stok Ławicy Odrzanej (ok. 560 km²) – obszar stosunkowo blisko położony potencjalnych portów budowlanych w Szczecinie i Świnoujściu, z intensywnie rozwijającym się zapleczem produkcyjnym komponentów MFW. Czynnikiem ograniczającym potencjał tego regionu są jednak intensywne wykorzystanie rybackie oraz potencjalne zasoby węglowodorów w dnie morza. Problemem mogą być także warunki przyłączenia do sieci na lądzie.



Rysunek 10 Mapa regionów potencjalnego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na polskich obszarach morskich²⁸

Tabela 2 Wpływ uwarunkowań przestrzennych na potencjał rynkowy MEW²⁹

Rejon	Powierzchnia dostępna [km ²]	Współczynnik redukcji [%]	Powierzchnia „rynkowa”	Zagęszczenie [MW/km ²]	Moc dostępna [MW]
Ławica Słupska	1570	30	1100	4	4400
Ławica Środkowa	450	20	360	5	1800
Ławica Odrzana	560	25	420	4	1800
Suma	2 580		1 880		8 000

²⁸ Urząd Morski w Gdyni

²⁹ FNEZ, 2017

Biorąc pod uwagę charakterystykę obszarów potencjalnego rozwoju MEW w polskiej EEZ, należy założyć faktyczne, rynkowe ich wykorzystanie na poziomie nie większym niż 8 GW.

1.3.2. Uwarunkowania cenowe

Morska energetyka wiatrowa przechodzi od kilku lat rewolucję technologiczną, której efektem jest znacząca redukcja kosztów inwestycyjnych i operacyjnych, pozwalających na obniżenie średnich wysokości ceny energii LCOE z ok. 150-160 €/MWh dla projektów realizowanych w roku 2015 do 65-100 €/MWh w roku 2020.

Przełomowy był zwłaszcza rok 2017, kiedy wyniki aukcji organizowanych dla nowych projektów morskich farm wiatrowych w państwach UE, wskazywały na spodziewany poziom kosztów wytworzenia energii przez MFW w granicach 60-90 €/MWh.

Tabela 3 Wyniki wybranych aukcji dla morskich farm wiatrowych³⁰

Projekt	Kriegers Flak	Borssele 1/2	Borssele 3/4	The Gode Wind 3	West / Borkum Riffgrund West2
Wyniki aukcji [€/MWh]	49,90	72,70	54,50	60	Bez wsparcia (cena hurtowa)
+25% koszt przyłącza	62,37	90,87	68,12	75	-

Należy zauważyć, że kilka aukcji zakończyło się wynikiem wskazującym na brak potrzeby dodatkowego wsparcia dla MFW. Inwestorzy podkreślają jednak, że realizacja projektów MFW w latach 2020-2025 bez wsparcia będzie możliwe po spełnieniu kilku warunków:

- koszty budowy przyłącza farmy nie obciążają inwestora,
- projekty są rozwijane na dojrzałych rynkach, posiadających zorganizowane zaplecze budowlano-dostawcze i serwisowo-obslugowe,
- projekty będą oparte o turbiny o mocy jednostkowej przekraczającej 12 MW,
- dotrzymane zostaną zapowiedzi producentów dalszej obniżki kosztów komponentów i logistyki budowy MFW.

Gęstość instalacji turbin wiatrowych na morzu ma bardzo duże znaczenie dla ostatecznej efektywności całej farmy. Z jednej strony gęstsze rozmieszczenie elektrowni zapewnia większą moc zainstalowaną na obszar, z drugiej zaś zbyt mała odległość między turbinami zaburza przepływ wiatru (efekt cienia aerodynamicznego) i tym samym zmniejsza wydajność poszczególnych elektrowni oraz skraca ich żywotność z powodu wzrostu turbulencji mas powietrza. Ważnym elementem są również koszty instalacji turbin, które są odwrotnie proporcjonalne do wielkości instalowanej turbiny. Co do zasady im większa moc instalowanej turbiny tym niższy koszt w przeliczeniu na 1 MW. Zwiększenie wielkości turbin wiąże się jednak z koniecznością zachowania większych odstępów między turbinami z uwagi na większe rozmiary wirnika i wzmożone zaburzenia przepływu mas powietrza.

Określenie optymalnej gęstości mocy na obszar wymaga zatem wzięcia pod uwagę wielu czynników wymienionych powyżej. Po porównaniu różnych wariantów (4, 6 i 8 MW/km²) optymalnym dla poszczególnych projektów, wydaje się być wartość ok. 6 MW/km². Wariant 4 MW/km² charakteryzuje się większą wydajnością jednak niższą bezwzględną wartością wyprodukowanej energii (ilość MWh na jednostkę obszaru), co z uwagi na ograniczenia obszarowe wydawanych pozwoleń nie jest optymalne z punktu widzenia inwestora. Rozpatrzono również wariant 8 MW/km², który charakteryzuje się kilkuprocentowo gorszą wydajnością, ale większą produkcją bezwzględną³¹. Ostateczne decyzje, dotyczące zagęszczenia mocy na powierzchni farmy będą podejmowane przez inwestorów, a bardzo ważnym czynnikiem wpływającym na te decyzje będzie na pewno końcowy efekt finansowy oraz wyniki aukcji, określające poziom ceny energii. **Na potrzeby Programu, przy określeniu ostatecznego potencjału MFW, przyjęto jednak konserwatywne założenie gęstości mocy 4 MW dla Rejonu Ławicy Słupskiej i Ławicy Odrzanej oraz 5 MW dla Ławicy Środkowej, ze względu na**

³⁰ offshorewind.biz

³¹ Windhunter-prognoza sp. z o. o. i WIND-consult Ingenieurgesellschaft für umweltschonende Energiewandlung mbH. 2012. Studium potencjału wiatru i produktywność wybranych farm wiatrowych offshore na polskich obszarach morskich. FNEZ – dane niepublikowane.

konieczność uwzględnienia w ostatecznym, łącznym rachunku wszystkich czynników ograniczających wykorzystanie przestrzeni morskiej w danym rejonie, o których mowa w rozdziale 1.1.1.

Na potrzeby Programu została dokonana aktualizacja analizy finansowej potencjalnych projektów MFW na polskich obszarach morskich, której wynikiem jest określenie spodziewanej ceny energii LCOE. W analizie wzięto pod uwagę obecne i prognozowane koszty inwestycyjne (CAPEX) i operacyjne (OPEX), wyniki analizy produktywności, a także spodziewaną redukcję kosztów w wyniku krzywej uczenia. Głównym zewnętrznym źródłem danych był raport Danish Energy Agency z sierpnia 2016 roku „Technology Data for Energy Plants”, jako że bazował on na informacjach z jednego z najbardziej rozwiniętych rynków morskiej energetyki na świecie.

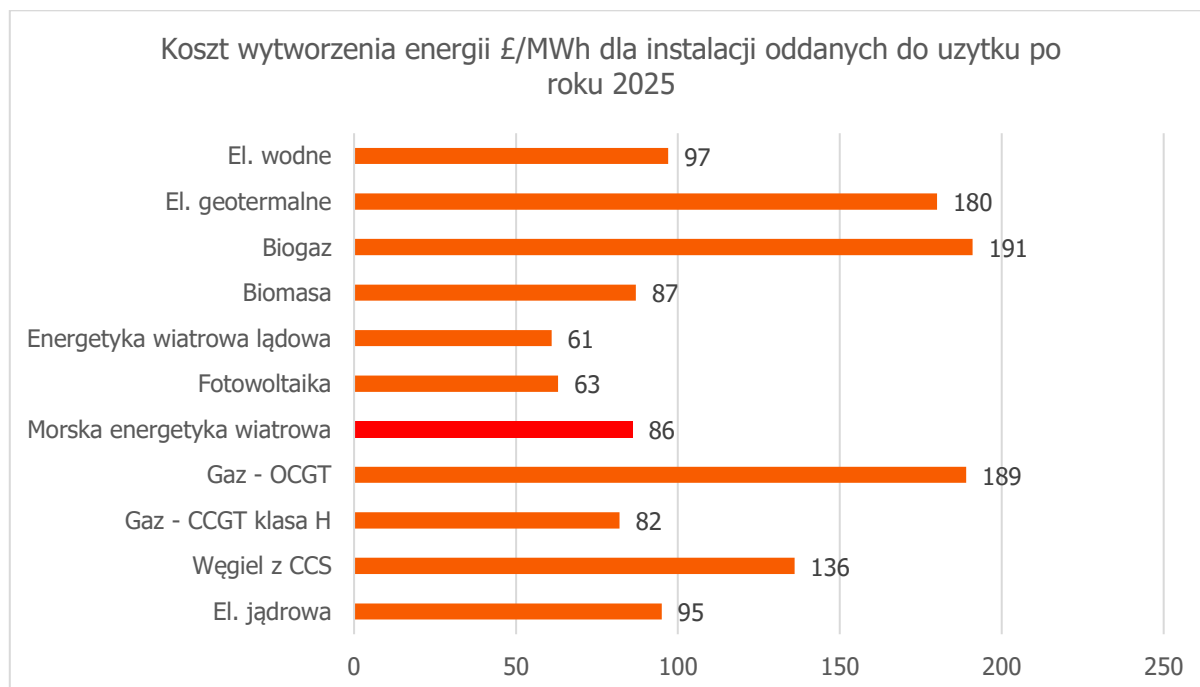
Wyniki obliczeń, w różnych wariantach, przedstawia poniższa tabela:

Tabela 4 Warianty LCOE³²

Zagęszczenie [MW/km ²]	Wskaźnik wykorzystania mocy	Okres użyteczności	Stopa zwrotu z kapitału	LCOE 2025 [PLN/MWh]	LCOE 2030 [PLN/MWh]
4	52,3	25	12	306,63	280,09
4	52,3	30	11	277,51	253,51
6	47,3	25	12	313,78	280,09
6	47,3	30	11	283,93	253,51
8	46,8	25	12	314,51	280,09
8	46,8	30	11	284,58	253,51
średnia				296,8 [74,2]	266,8 [66,7]

W ocenie potencjału rynkowego wzięto pod uwagę dwa podstawowe czynniki, wpływające na podejmowanie decyzji inwestycyjnych, a więc konkurencyjność danej technologii względem innych, alternatywnych oraz względem średnich cen energii.

Osiągnięcie przez MFW poziomu konkurencyjności, rozumianej jako kosztu wytworzenia energii nie wyższego niż w innych, alternatywnych technologiach, możliwe jest w polskich warunkach w roku 2020, co prezentuje poniższy wykres.



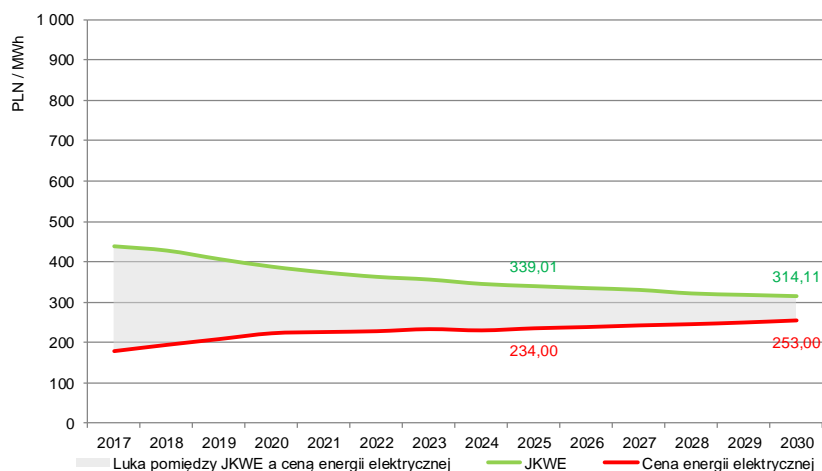
Wykres 1 Porównanie cen poszczególnych technologii wytwórczych – prognoza dla rynku brytyjskiego³³

Trudny do oszacowania jest natomiast moment osiągnięcia przez MFW poziomu opłacalności, pozwalającego na realizację inwestycji bez wsparcia, a więc przy cenie wytworzenia energii nie wyższej niż jej średnia cena

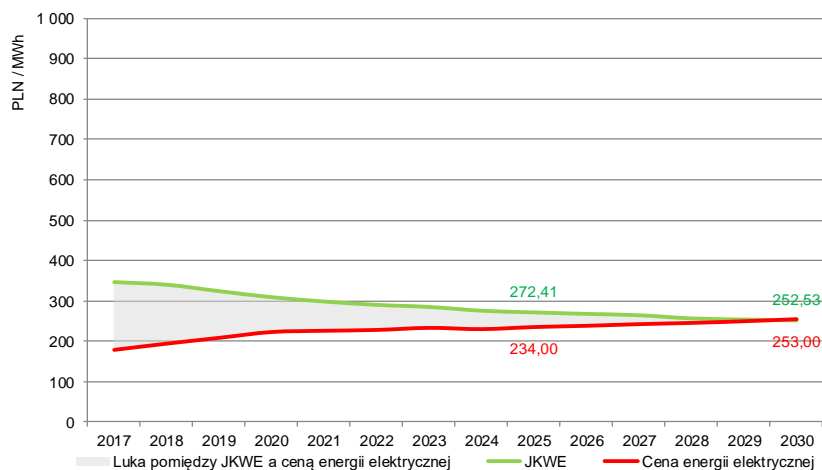
³² FNEZ, 2017

³³ Crown Estate, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2016, Electricity Generation Costs

rynkowa, ze względu na brak wiarygodnych prognoz wzrostu cen energii. W ostatnich latach mamy do czynienia z utrzymującą się tendencją niskich cen energii. Biorąc jednak pod uwagę potrzeby inwestycyjne polskiego sektora energetycznego, a także realne zagrożenie występowania niedoboru mocy w latach 2022-2023, założenie większej niż w ostatnich latach dynamiki wzrostu cen energii nie wydaje być błędem metodycznym. Na potrzeby Projektu rozważano dwie ścieżki prognoz cen energii: małego wzrostu (z utrzymującą się tendencją nieuwzględniania w cenie energii kosztów niezbędnych inwestycji) i wzrostu inwestycyjnego (z uwzględnieniem konieczności inwestycji w nowe moce), jednak jako bazową przyjęto ścieżkę z niskimi cenami energii. Wyniki przedstawione na poniższych wykresach pokazują, że opłacalność projektów MFW bez dodatkowego wsparcia, może zostać osiągnięta, w zależności od efektywności projektu i obciążenia inwestora kosztami budowy całego przyłącza do punktu na lądzie, może nastąpić tylko w przypadku przejścia przez operatora kosztów budowy przyłącza. Dla farm wiatrowych o mniejszej produktywności mogłoby to nastąpić ok 2030 roku, a dla najbardziej produktywnych – około roku 2026.



Wykres 2 Stosunek jednostkowego kosztu wytwarzania energii (JKWE) MFW do ceny energii; wariant I: niska efektywność MFW, z kosztem przyłącza po stronie inwestora³⁴



Wykres 3 Stosunek jednostkowego kosztu wytwarzania energii (JKWE) MFW do ceny energii; wariant II – niska efektywność MFW, bez kosztów przyłącza po stronie inwestora³⁵

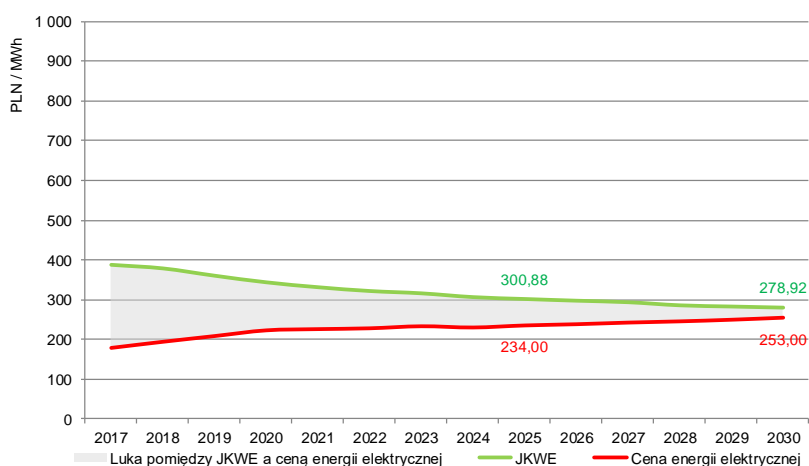
Biorąc powyższe pod uwagę, można stwierdzić, że po roku 2020 morskie farmy wiatrowe staną się atrakcyjną alternatywą dla inwestorów w Polsce, co w świetle spodziewanych istotnych niedoborów mocy, może powodować duże zainteresowanie podejmowaniem decyzji o przygotowaniu inwestycji w tej technologii. Decyzje inwestycyjne

³⁴ Przy założeniu 25 lat eksploatacji, 47,3% wskaźnik wykorzystania mocy, zagęszczenie 6 MW/km², zakładana stopa zwrotu kapitału 11%, CAPEX'2025 8,6 mln PLN/MW (zawiera przyłącze), koszty operacyjne stałe 220 000 PLN/MW, kurs Euro 4,2 PLN

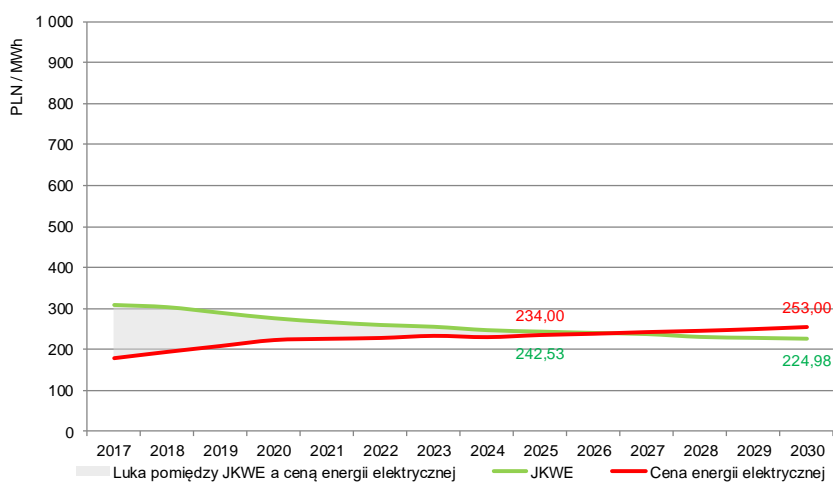
³⁵ Przy założeniu 25 lat eksploatacji, 47,3% wskaźnik wykorzystania mocy, zagęszczenie 6 MW/km², zakładana stopa zwrotu kapitału 11%, CAPEX'2025 6,4 mln PLN/MW (nie zawiera przyłącza), koszty operacyjne stałe 220 000 PLN/MW, kurs Euro 4,2 PLN

będą jednak uzależnione od istniejącego systemu wsparcia, pozwalającego na pokrycie różnicy pomiędzy średnią ceną energii, a kosztem jej wytworzenia. Takimi mechanizmami mogą być albo rynek mocy, albo aukcje określające gwarantowaną cenę energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł. W przypadku braku dopuszczenia morskiej energetyki wiatrowej do wymienionych systemów wsparcia inwestycji energetycznych, momentem podjęcia decyzji inwestycyjnej będzie osiągnięcie wysokości kosztów wytworzenia energii nie wyższej niż średni poziom ceny energii.

Zasadniczy wpływ na osiągnięcie opłacalności inwestycyjnej będzie mieć ewentualna decyzja, dotycząca budowy przez operatora przesyłowego sieci morskich, w tym połączeń transgranicznych, co mogłoby obniżyć koszty inwestycyjne nawet o 25%, bardzo istotnie wpływając na konkurencyjność morskiej energetyki wiatrowej. Zagadnienie to zostało szerzej omówione w rozdziale 1.2.3.



Wykres 4 Stosunek jednostkowego kosztu wytwarzania energii (JKWE) MFW do ceny energii: wariant III – wysoka efektywność MFW z kosztem przyłącza po stronie inwestora.³⁶



Wykres 5 Stosunek jednostkowego kosztu wytwarzania energii (JKWE) MFW do ceny energii: wariant IV – wysoka efektywność MFW, bez kosztów przyłączenia po stronie inwestora³⁷

Podsumowując można stwierdzić, że uwarunkowania cenowe będą miały wpływ głównie na terminy podjęcia decyzji inwestycyjnych. Bardzo dynamiczny rozwój technologii morskich farm wiatrowych wpływający na równie dynamiczną redukcję kosztów, w zderzeniu z potrzebami w zakresie tworzenia nowej mocy w polskim systemie elektroenergetycznym i istniejącym potencjałem polskich obszarów morskich, uprawnia do twierdzenia, że morska

³⁶ Przy założeniu 30 lat eksploatacji, 52,3% wskaźnik wykorzystania mocy, zagęszczenie 4 MW/km², zakładana stopa zwrotu kapitału 11%, CAPEX'2025 8,6 mln PLN/MW (zawiera przyłącze), koszty operacyjne stałe 220 000 PLN/MW, kurs Euro 4,2 PLN

³⁷ Przy założeniu 30 lat eksploatacji, 52,3% wskaźnik wykorzystania mocy, zagęszczenie 4 MW/km², zakładana stopa zwrotu z kapitału 11%, CAPEX'2025 6,4 mln PLN (nie zawiera przyłącza), koszty operacyjne stałe 220 000 PLN, kurs Euro – 4,2 PLN

energetyka wiatrowa na pewno będzie się w Polsce rozwijać. Jedynie od decyzji politycznych zależy, kiedy ten rozwój nastąpi. Jeżeli ze wsparciem państwa uruchomionym w roku 2018 (dopuszczenie do aukcji lub rynku mocy, utworzenie punktów przyłączenia do sieci na morzu), pierwsze morskie farmy wiatrowe mają szansę zostać oddane do użytku po roku 2023, a jeżeli bez wsparcia – to po roku 2027. To będzie znów determinować ostateczną moc, jaką uda się zainstalować do roku 2030, czy 2035.

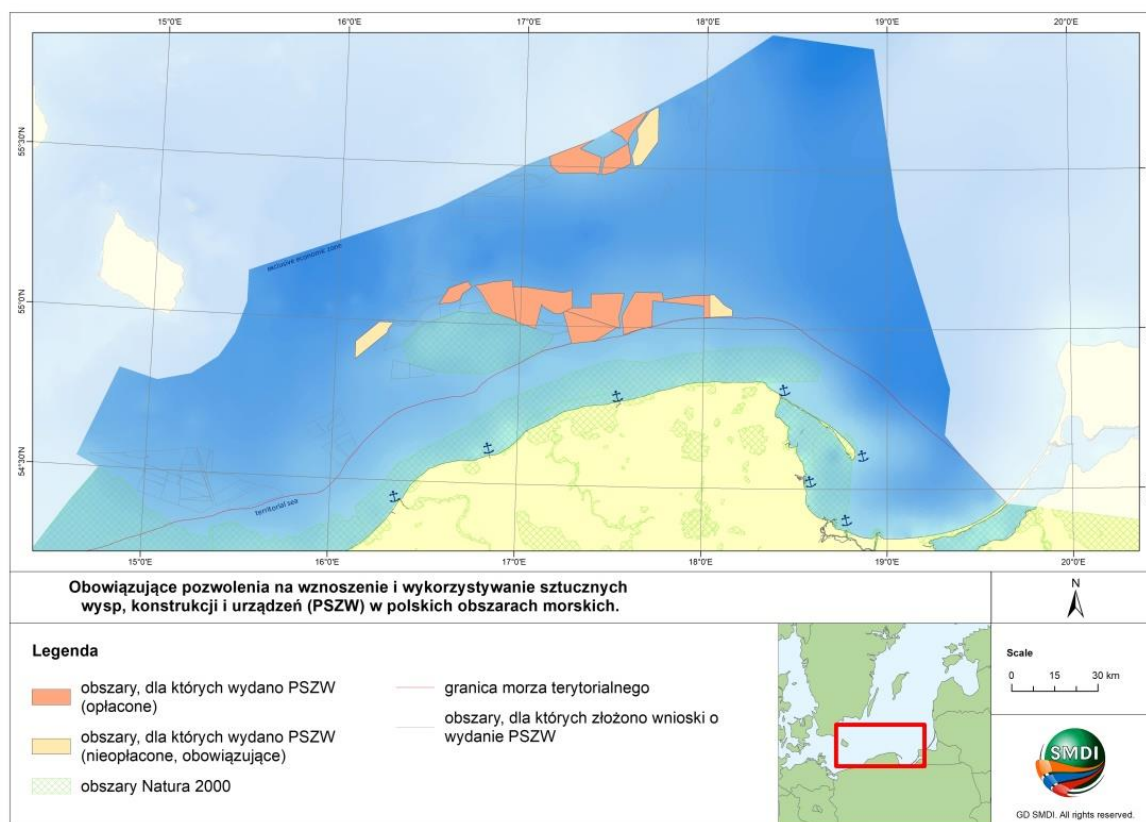
1.3.3. Uwarunkowania organizacyjne

Stan obecny rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce

W latach 2012-2017 przeprowadzono szereg działań przygotowawczych w zakresie rozwoju projektów morskich farm wiatrowych. Większość z nich dotyczyło rozpoznania warunków lokalizacyjnych dla poszczególnych projektów w ramach procedur uzgadniania lokalizacji na wznoszenie sztucznych wysp i konstrukcji na morzu. W tym czasie przeprowadzono ponad 60 formalnych procedur administracyjnych w tym zakresie, z których około 20 zakończyło się pozytywnymi uzgodnieniami.

Formalno-prawny stan przygotowania poszczególnych projektów jest u progu 2018 roku następujący:

- 9 prawomocnych decyzji lokalizacyjnych dla projektów MFW o łącznej mocy ok. 8 GW,
- prawomocne decyzje lokalizacyjne dla kabli eksportowych umożliwiające wyprowadzenie mocy z 6 projektów o łącznej mocy ok. 6 GW,
- wykonane badania środowiskowe dla 3 projektów o mocy ok. 3,5 GW,
- 2 prawomocne decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach dla 2 projektów MFW o łącznej mocy 2,4 GW,
- podpisane umowy przyłączeniowe na 2,25 GW z terminami przyłączenia 2026 (1200 MW) i 2030 (1050 MW).



Rysunek 11 Mapa planowanych inwestycji w MFW na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej Polski³⁸

³⁸ SMDI

Projekty MFW przygotowywane w Polsce, można podzielić na 3 główne grupy:

- Grupa I – projekty, które na koniec 2018 roku będą posiadały decyzje środowiskowe i umowy przyłączeniowe,
- Grupa II – projekty, posiadające prawomocne PSZW, ale nie posiadające warunków przyłączenia,
- Grupa III – projekty, które były przygotowywane i uzyskały pozytywne uzgodnienie lokalizacyjne, które nie zostało następnie opłacone i straciło ważność oraz projekty, które nie były dotychczas przygotowywane, ale których granice mogą zostać określone na obszarach przeznaczonych w planie zagospodarowania obszarów morskich pod rozwój morskiej energetyki.

Uwarunkowania polityczno-regulacyjne

Biorąc pod uwagę różny stopień przygotowania projektów MFW w Polsce, rozwój każdej z trzech grup projektów, powinien zostać zaplanowany na podstawie regulacji dostosowanych do danej grupy projektów, pozwalających na spełnienie warunków niezbędnych, aby projekty w danej grupie mogły się dalej rozwijać. Warunkami niezbędnymi dla podjęcia decyzji inwestycyjnych o kontynuacji rozwoju projektów, są:

- Stabilne i przewidywalne ramy prawne, umożliwiające pełen rozwój projektu w zgodzie z terminami i warunkami określonymi w kolejnych pozwoleniach i decyzjach administracyjnych,
- Możliwość uzyskania przychodu zapewniającego opłacalność inwestycji,
- Realizowalność inwestycji, w tym dostęp do lokalizacji, możliwość przyłączenia do sieci, możliwość organizacji zaplecza budowlano-logistycznego.

Należy podkreślić, że na dzień dzisiejszy nie ma w Polsce otoczenia systemowego, spełniającego powyższe warunki. Kluczowymi barierami, jest niepewność w zakresie terminów i wolumenów aukcji określających poziom cen energii dla wytwórców z OZE oraz niedostosowane do procesu inwestycyjnego terminy ważności poszczególnych pozwoleń i zezwoleń, jakie inwestor musi pozyskać przed rozpoczęciem budowy MFW. Dla projektów, które nie posiadają warunków przyłączenia, nie ma natomiast żadnego mechanizmu określenia perspektywy ich uzyskania.

W przypadku braku rozwiązań legislacyjnych, mających na celu stworzenie warunków do podjęcia decyzji inwestycyjnych w każdej z trzech grup projektów, nie będzie możliwości wykorzystania potencjału 8 GW. Jeżeli nie zostaną podjęte żadne istotne, nowe, dedykowane dla II i III Grupy decyzje legislacyjne, rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce zakończy się prawdopodobnie na projektach, które dysponują podpisanymi umowami przyłączeniowymi. Projekty te mają szansę wystartować w aukcji, o ile taka zostanie zorganizowana i będzie uwzględniać specyfikę projektów morskich farm, tak aby po pozytywnym zakończeniu aukcji inwestorzy mogli podjąć decyzje inwestycyjne, które uruchomią etap projektowania i organizacji łańcucha dostaw. Drugim możliwym wariantem jest podjęcie decyzji inwestycyjnych dopiero po osiągnięciu przez te projekty pełnej konkurencyjności rynkowej i realizacja ich bez wsparcia systemowego. Oznacza to jednak, że do roku 2035 zostałby wykorzystany potencjał w wysokości ok 2,2 GW. Należy przy tym podkreślić, że scenariusz ten wymagałby prawnego zabezpieczenia tych projektów przed utratą ważności uzyskanych pozwoleń.

Ponieważ jednak celem niniejszego programu, jest wskazanie możliwości osiągnięcia jak największego, zrównoważonego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, w dalszej części będą analizowane scenariusze budowy do 8 GW w MEW.

W zakresie tworzenia otoczenia regulacyjnego dla morskiej energetyki wiatrowej, niezbędne jest spełnienie następujących warunków dla poszczególnych grup projektów:

- dla Grupy I – uzyskanie gwarancji wysokości ceny zakupu energii w okresie 15 lat. Wysokość ceny energii może zostać ustalona w aukcji, na zasadach zbliżonych do obecnie obowiązujących dla OZE i dopuszczać do startu w niej projekty posiadające decyzje środowiskowe i umowy przyłączeniowe,
- dla Grupy II – uzyskanie warunków przyłączenia do sieci oraz uzyskanie gwarancji wysokości ceny energii w okresie do roku 2035. Warunki przyłączenia i cena energii powinna być ustalana w zmodyfikowanym systemie aukcyjnym, w którym mogłyby startować projekty posiadające opłacone pozwolenia lokalizacyjne,

- dla Grupy III – uzyskanie uzgodnienia lokalizacyjnego i warunków przyłączenia, które następowałyby w przetargach organizowanych na podstawie nowych przepisów, podobnych do przepisów o koncesjach rozpoznawczo-wydobywczych dla węglowodorów na obszarach morskich, dla projektów o granicach określonych przez administrację morską.

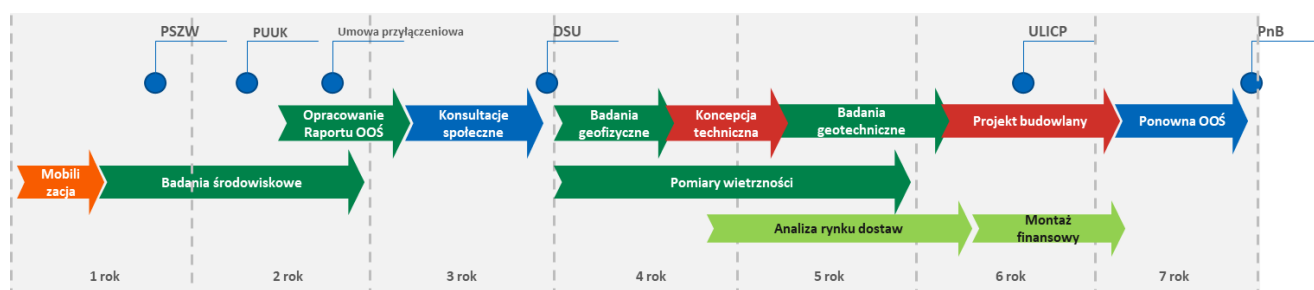
Stosowne zmiany legislacyjne powinny zostać przyjęte w terminach pozwalających na organizację aukcji dla projektów I Grupy w roku 2019, organizację aukcji dla II Grupy w roku 2020, a przetargów dla III Grupy w roku 2021.

Harmonogram przygotowania projektu MFW

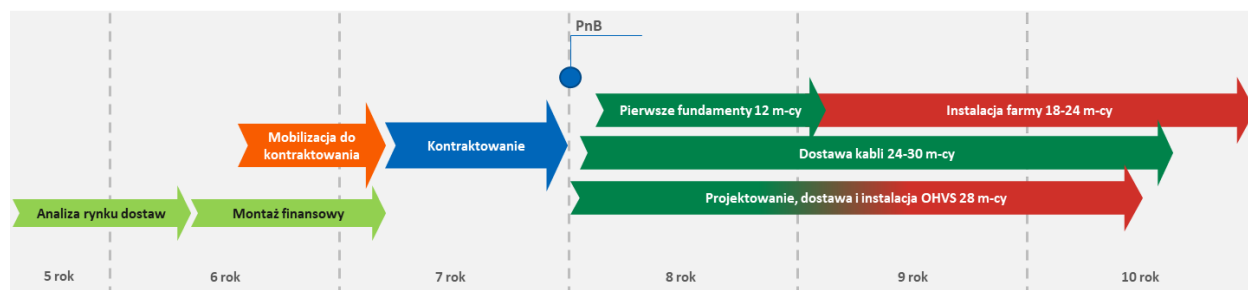
Przygotowanie i budowa projektu morskiej farmy wiatrowej w Polsce, w obecnych warunkach formalno-prawnych, zajmuje nie mniej niż 13 lat, przy założeniu stabilności otoczenia polityczno-regulacyjnego. Proces ten można podzielić na następujące etapy:

- etap lokalizacyjno-środowiskowy – obejmuje: procedury w sprawie pozwoleń lokalizacyjnych, badania i analizy środowiskowe, ocenę oddziaływania na środowisko, zakończoną uzyskaniem prawomocnej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Etap ten może zostać zrealizowany teoretycznie w ok. 3 lata,
- etap projektowy – obejmuje: pomiary wiatru, analizę produktywności, przygotowanie i uzgodnienie koncepcję techniczną, badania geotechniczne, wykonanie i uzgodnienie projektu budowlanego, uzyskanie pozwolenia na budowę. Etap ten może zostać zrealizowany w 4 lata,
- etap łańcucha dostaw – obejmuje: analizę rynku dostaw, montaż finansowy, decyzja inwestycyjna, kontraktowanie, produkcję i dostawę komponentów morskiej farmy wiatrowej i przyłącza. Etap ten może trwać ok. 3 lata,
- etap budowy – obejmuje przygotowanie logistyki budowy, budowę, odbiór, oddanie do użytku. Etap ten może trwać ok. 3 lata.

W miarę rozwoju rynku, nabierania doświadczeń oraz organizacji zaplecza dostawczo-logistycznego, czas przygotowania projektu powinien ulec skróceniu do około 10 lat.



Rysunek 12 Schemat harmonogramu procesu przygotowania MFW w Polsce³⁹



Rysunek 13 Schemat harmonogramu budowy łańcucha dostaw⁴⁰

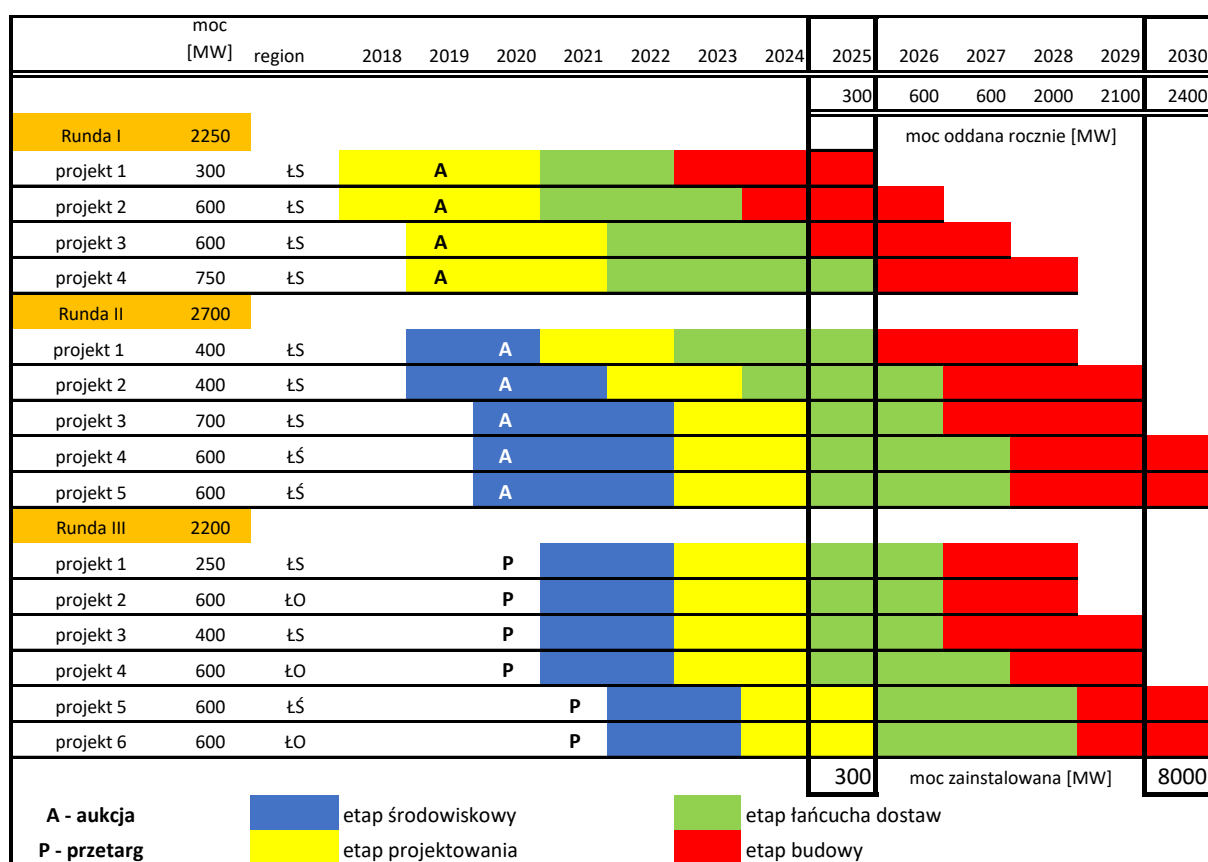
Uwarunkowania systemowe przygotowania i realizacji projektu morskiej farmy wiatrowej w Polsce zostały szerzej przedstawione w rozdziale 3.

^{39,40} FNEZ, 2017

Harmonogram rozwoju rynku

Aby możliwe było zainstalowanie 8 GW mocy na polskich obszarach morskich do roku 2030, niezbędne byłoby prowadzenie równolegle wielu działań przygotowawczych i budowlanych dla dużej liczby projektów. Konieczne byłoby także doprowadzenie do ogromnego natężenia prac budowlanych w latach 2027-2030, pozwalającego na oddawanie do użytku rocznie od 2 do 2,4 GW nowych mocy. Aby to było możliwe, musiałyby zostać utworzone w latach 2019-2027 dwa bardzo silne centra produkcyjne i konstrukcyjno-budowlane w Gdańsku-Gdyni i Szczecinie-Świnoujściu, z którego każde było by w stanie obsłużyć dostawy i budowę MFW o mocy ok 1 GW równolegle dla trzech regionów. Scenariusz ten wymagałby więc odpowiednich decyzji politycznych, przekładających się na inwestycje w zaplecze produkcyjno-logistyczne.

Spełnienie powyższych warunków w latach 2019-2021, pozwoliłoby na realizację do roku 2030 8 GW w MEW w Polsce. Scenariusz taki wydaje się jednak czysto teoretyczny, także ze względu na małe prawdopodobieństwo zaspokojenia potrzeb kadrowych przed rokiem 2027 i osiągnięcia tak dużej wydajności polskiego przemysłu energetyki morskiej. Obsługa w krótkim czasie tak dużej liczby projektów mogłaby także napotkać problemy logistyczne i powodować zbyt duże skumulowane oddziaływania na środowisko i bezpieczeństwo na morzu. Schemat harmonogramu organizacji rynku MEW przedstawia poniższy rysunek.



Rysunek 14 Schemat harmonogramu rozwoju MEW w Polsce – scenariusz „8GW w 2030”. (ŁŚ – region Ławicy Słupskiej, ŁO – region Ławicy Odrzanej, ŁŚ – region Ławicy Środkowej)⁴⁰

Kolejnym, bardzo istotnym czynnikiem ograniczającym możliwości budowy kilku projektów równolegle w bliskim sąsiedztwie, a więc podważającym realność powyższego scenariusza, będą skumulowane oddziaływania środowiskowe, zwłaszcza na etapie fundamentowania (kumulacja hałasu podczas palowania fundamentów może znacząco oddziaływać na ryby i ssaki morskie), a także wpływ wzmożonego ruchu statków budowlanych na bezpieczeństwo żeglugi.

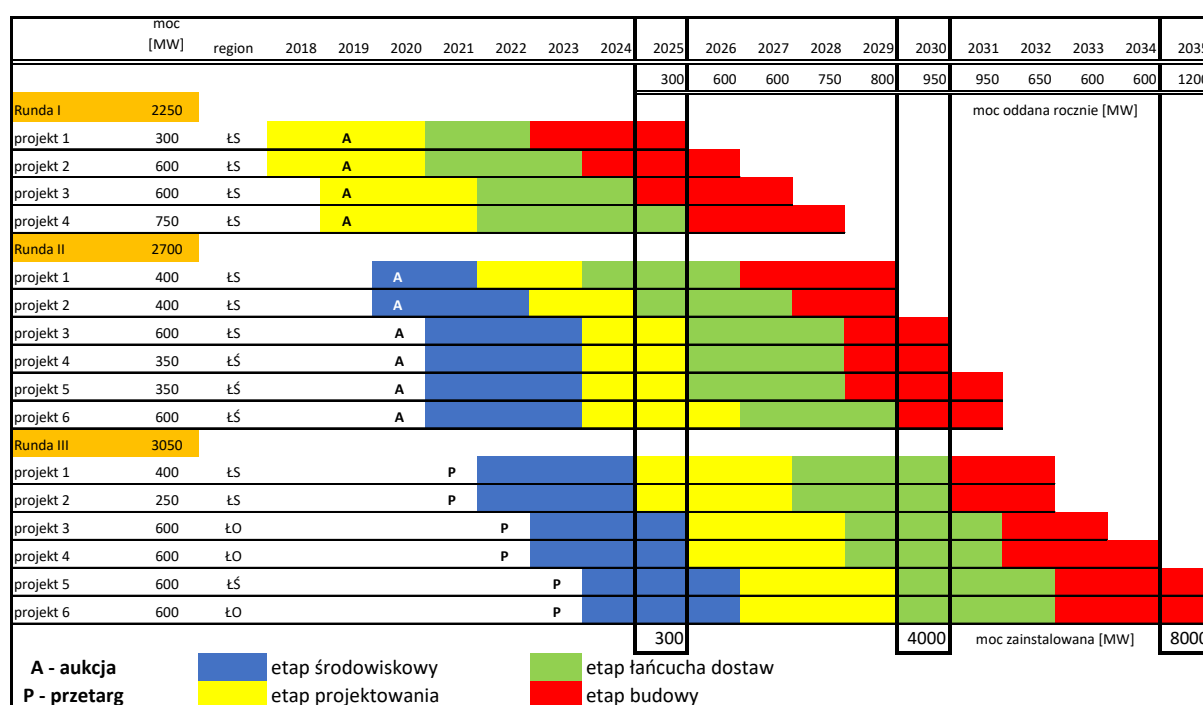
Biorąc pod uwagę powyższe uwarunkowania, niezbędne jest podjęcie działań zwieszających bezpieczeństwo środowiskowe i społeczne rozwoju morskiej energetyki wiatrowej:

⁴⁰ FNEZ, 2017

- zaplanowanie równoległej realizacji projektów w różnych rejonach, tak aby minimalizować kumulację ich negatywnych oddziaływań środowiskowych oraz nadmierną konkurencję o zasoby wykonawcze i logistyczne, przy jednoczesnym wykorzystaniu efektu skali, jako ważnego czynnika wpływającego na rozwój zaplecza i jego konkurencyjność,
- zachowanie ciągłości i następstwa po sobie w przygotowaniu kolejnych grup projektów, tak aby utrzymać przez jak najdłuższy okres optymalny poziom zatrudnienia w krajowym sektorze produkcyjno-realizacyjnym i minimalizować ryzyko ucieczki zasobów wykonawczych na inne, zagraniczne rynki.

Taki rozkład realizacji poszczególnych projektów pozwoliłby na uniknięcie najważniejszych znaczących oddziaływań skumulowanych na środowisko, gdyż mimo dużej intensywności inwestycyjnej prowadzonej w tych samych okresach, prace budowlane byłyby prowadzone równolegle na znacząco oddalonych od siebie obszarach morskich.

Zrównoważony i jednocześnie bardziej realny scenariusz rozwoju MEW w Polsce, zakłada rozłożenie w dłuższym czasie realizacji 8 GW MFW na polskich obszarach morskich. W tym scenariuszu, przedstawionym na poniższym rysunku, do końca roku 2030 możliwe byłoby osiągnięcie poziomu 4 GW zainstalowanych mocy w MEW, a kolejnych 4 GW do końca 2035.



Rysunek 15 Schemat harmonogramu rozwoju MEW w Polsce – scenariusz zrównoważony „8GW w 2035”. (ŁŚ – region Ławicy Słupskiej, ŁO – region Ławicy Odrzanej, ŁŚ – region Ławicy Środkowej)⁴¹

Taki scenariusz wydaje się preferowanym, z następujących powodów:

- zapewnia zrównoważony rozwój krajowego zaplecza produkcyjnego i logistycznego budowy kolejnych projektów MFW, z uwzględnieniem innych zadań postawionych produkcyjnych przed polskim przemysłem morskim,
- pozwala na rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce bez nadmiernych obciążeń z tytułu systemu wsparcia, gdyż większość projektów będzie mogła być realizowana na zasadach czysto rynkowych,
- pozwala na stopniowy rozwój krajowych kadr oraz firm w sektorze, co zmniejsza ryzyko poszukiwania dostawców i firm obsługujących polskie projekty poza granicami kraju,
- pozwala na wytworzenie i zachowanie potencjału eksportowego polskiego przemysłu na inne rynki bałtyckie (m.in. Szwedzki, Litewski, Estoński), które prawdopodobnie będą rozwijać się po roku 2030,

⁴¹ FNEZ, 2017

- daje czas na rozbudowę morskiej infrastruktury przesyłowej, co zmniejszy koszty inwestycji w MFW oraz zwiększy bezpieczeństwo energetyczne Polski,
- minimalizuje ryzyko wystąpienia znaczących negatywnych oddziaływań środowiskowych i konfliktów społecznych związanych z kumulacją oddziaływań na etapie budowy większej liczby MFW,
- daje więcej czasu na przygotowanie i wdrożenie nowych regulacji systemowych dla trzeciej rundy projektów.

1.4. Podsumowanie

Realny, rynkowy potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce wynosi od 8 do 10 GW. Budowa pierwszej MFW w Polsce, o mocy ok 600 MW, może się rozpocząć około roku 2022-2023, a pierwsze elektrownie zostaną oddane do użytku w roku 2025. Do końca roku 2030, bez powodowania nadmiernej konkurencji z innymi zadaniami polskiego przemysłu morskiego, a także bez konfliktów społecznych i środowiskowych, może zostać wybudowanych 4 GW, a kolejne 4 GW do końca 2035 roku.

Morskie farmy wiatrowe o łącznej mocy 8 GW mogą zaspokajać ok. 20% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną, w sposób istotny wpływając na możliwość osiągnięcia istotnej redukcji emisji CO₂ oraz zwiększając krajowe wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.

Elektrownie wiatrowe na polskich obszarach morskich będą pracować przez około 8050 godzin w roku (91,9%), z czego około 5800 godzin w roku w przedziale prędkości wiatru umożliwiającej osiągnięcie pełnej mocy (66,5%), zapewniając stabilne dostawy energii elektrycznej dla 14 mln gospodarstw domowych.

Cena energii wytwarzanej przez polskie morskie farmy wiatrowe (LCOE) powinna zawierać się w przedziale 71,6-80,7 €/MWh w roku 2025 i 66,6-74,8 €/MWh w roku 2030, jeżeli zostaną utrzymane obciążenia związane z przyłączeniem do sieci po stronie inwestora. W przypadku przejścia przez operatora kosztów budowy sieci morskiej, ceny te kształtowałyby się odpowiednio 57-64,9 €/MWh w roku 2025 i 53,3-60,1 €/MWh w roku 2030.

Morskie farmy wiatrowe na Południowym Bałtyku mogą być realizowane z dominującym udziałem dostaw i usług świadczonych przez polski przemysł energetyki morskiej, a łańcuch dostaw dla inwestycji energetycznych na morzu ma szansę stać się ważną polską specjalizacją eksportową.

Zatrudnienie w polskim przemyśle energetyki morskiej, związane z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej, może znaleźć 77 tysięcy pracowników po roku 2025, niezbędne jednak jest pilne opracowanie i wdrożenie programów edukacyjnych dla szkół zawodowych i wyższych obejmujących produkcję komponentów i obsługę rozwoju i realizacji projektów morskich farm wiatrowych.

Budowa MFW na Bałtyku będzie istotnym impulsem rozwojowym dla polskich portów, z których Gdańsk, Gdynia, Szczecin i Świnoujście mogą stać się głównymi centrami budowlanymi dla energetyki morskiej na Południowym Bałtyku, a Łeba, Ustka i Darłowo ważnymi centrami serwisowymi i obsługowymi dla polskich morskich farm wiatrowych.

2. Zgodność Programu z politykami i strategiami

Program wpisuje się założeniami oraz celami w kluczowe dokumenty strategiczne, polityki i programy wykonawcze Unii Europejskiej, stanowiące o planach i strategiach na rzecz rozwoju sektora energetycznego. Wynika to ze zbieżności rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i przemysłu morskiego ze wspólnotowymi i międzynarodowymi kierunkami rozwoju, celami polityki społecznej, gospodarczej i ochrony środowiska przy jednoczesnym zachowaniu zasady zrównoważonego rozwoju w zgodzie i w poszanowaniu wymogów ochrony środowiska.

Realizacja Programu spełnia przyjęte przez Komisję Europejską w 2016 r. w ramach pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, tzw. pakiet zimowy, klimatyczno-energetyczne cele w obszarze zwiększenia efektywności energetycznej, wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, redukcji emisji CO₂ oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

Na poziomie krajowym Program jest zgodny z dokumentami i programami polityczno-strategicznymi i może przyczynić się do osiągnięcia założeń polityki energetycznej Polski w zakresie rozwoju energetyki, dywersyfikacji

źródeł i kierunków, bezpieczeństwa energetycznego oraz rozwoju sieci przesyłowych. Ponadto, odpowiada na krajowe założenia dla rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz ochrony środowiska.

Program daje szansę na rozwój zaplecza portowo-usługowego przyczyniając się do wypełnienia celów Polityki Morskiej oraz strategii w zakresie rozwoju portów.

Program przede wszystkim jest przygotowany w zgodzie z kierunkami rozwoju Polski nadanymi w Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju i stanowi realizację jej celów głównych w następujących kluczowych obszarach:

- **reindustrializacja** – poprzez nadanie dynamiki rozwojowi przemysłu morskiego oraz podniesienie jego konkurencyjności na rynkach europejskich i światowych. Morska energetyka otworzy szansę dla budowy nowych zakładów produkcyjnych, zwiększy zapotrzebowanie na miedź, stal i beton, wpływając na rozwój przemysłu hutniczego i cementowego,
- **innowacyjność firm** – dzięki wpisaniu się polskich firm w trend rozwojowy sektora morskiej energetyki wiatrowej oraz pozostając partnerem przemysłowym na rynku europejskim. Określenie krajowych ambitnych celów rozwojowych dla branży to także zaprzęgnięcie rozwoju krajowych ośrodków naukowych, zwiększenie innowacyjności i konkurencyjności,
- **rozwój małej i średniej przedsiębiorczości** – realizacja nowych inwestycji energetycznych to zapotrzebowanie na udział firm świadczących usługi na rzecz przygotowania, realizacji, a potem obsługi inwestycji. Otwiera to potencjał dla rozwoju nowej przedsiębiorczości, tworzenia nowych miejsc pracy oraz wdrażania innowacyjności,
- **kapitał dla rozwoju** – z uwagi na atrakcyjność projektów morskich farm wiatrowych dla instytucji finansujących i przyciągania zagranicznego kapitału inwestycyjnego. Realizacja Programu umożliwi krajowym uczestnikom rynku powiązanie z dużymi zagranicznymi branżowymi inwestorami, którzy wniosą do kraju kapitał, ale także know-how,
- **ekspansja zagraniczna** – dzięki rozwojowi krajowego przemysłu morskiego poprzez rozwój inwestycji sektora morskiego, wzrost specjalizacji i konkurencji na rynku europejskim. Program umożliwi tworzenie silnego zaplecza usługowego i naukowo-wdrożeniowego, co otwiera potencjał dla obsługi rynków sąsiadujących oraz objęcia rynku Morza Bałtyckiego.

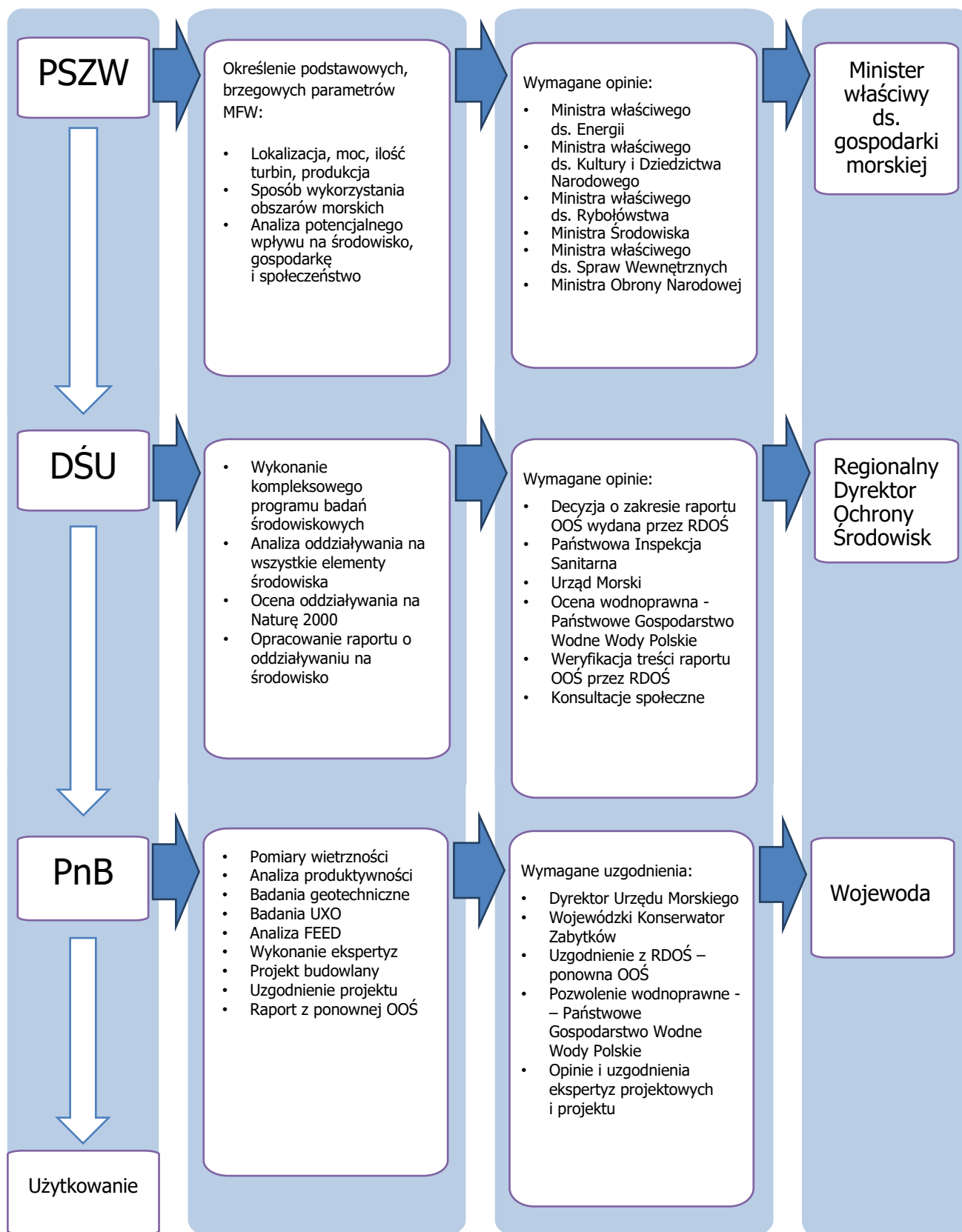
3. Otoczenie regulacyjne

Istotny wpływ na harmonogram realizacji projektów morskiej energetyki wiatrowej ma proces uzyskiwania decyzji, opinii i uzgodnień organów administracji niezbędnych do wykonania kolejnych zadań. Wystarczy wspomnieć, iż od momentu uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach do wydania pozwolenia na budowę niezbędne jest uzyskanie kilkudziesięciu uzgodnień, opinii i decyzji, z czego co najmniej kilkanaście z nich jest wydawanych w trybie nie przewidzianym w przepisach Kodeksu Postępowania Administracyjnego.

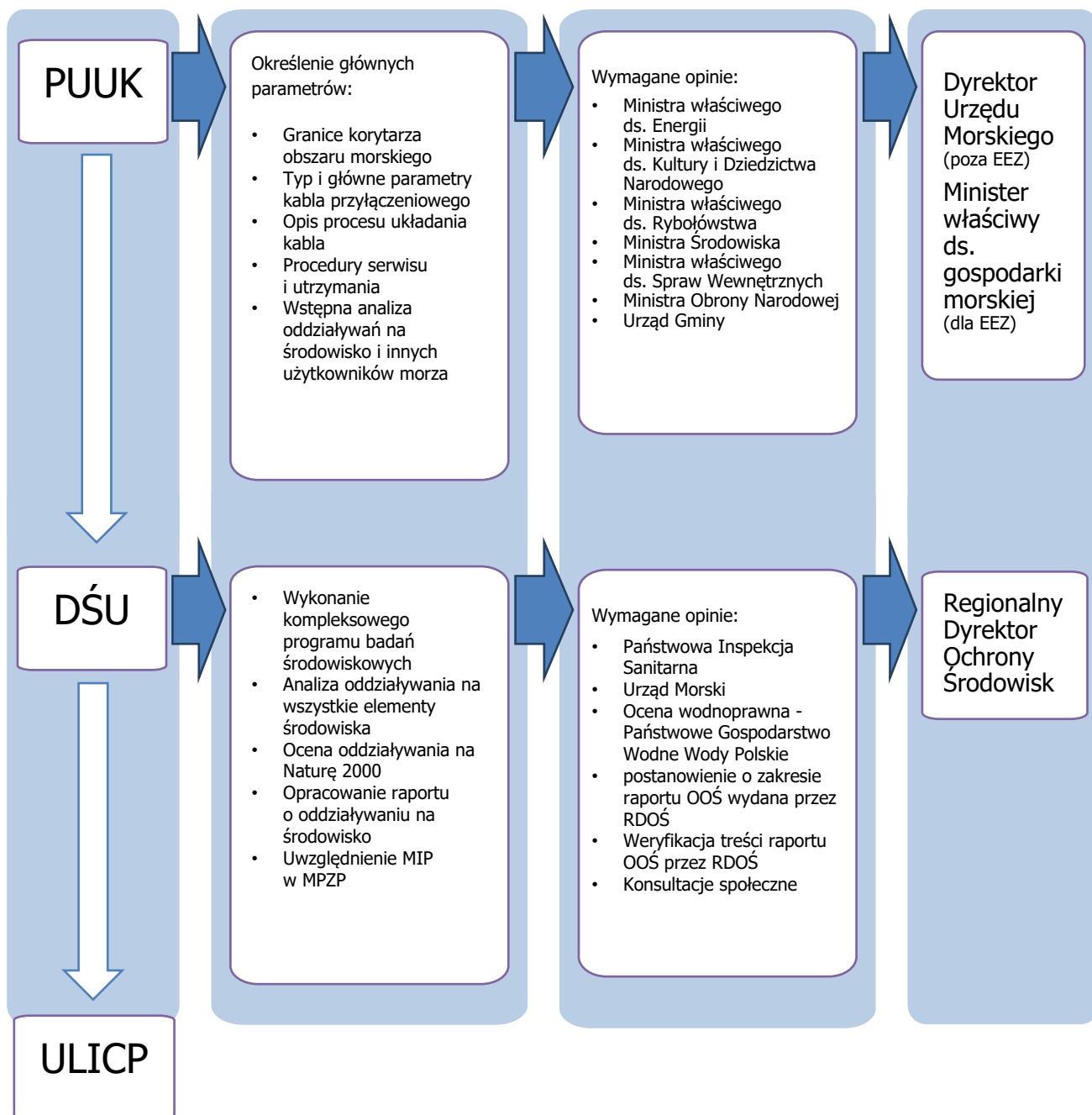
Poniżej przedstawiono w sposób schematyczny zależności pomiędzy najistotniejszymi decyzjami administracyjnymi wymaganymi do uzyskania dla projektu morskiej farmy wiatrowej, począwszy od pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich, a kończąc na pozwoleniu na budowę. Schemat przedstawia także najważniejsze działania leżące po stronie inwestora w celu uzyskania wymaganych decyzji i zgód, a także organ odpowiedzialny za wydanie danej decyzji oraz stopień zaangażowania innych właściwych organów w proces wydawania decyzji.

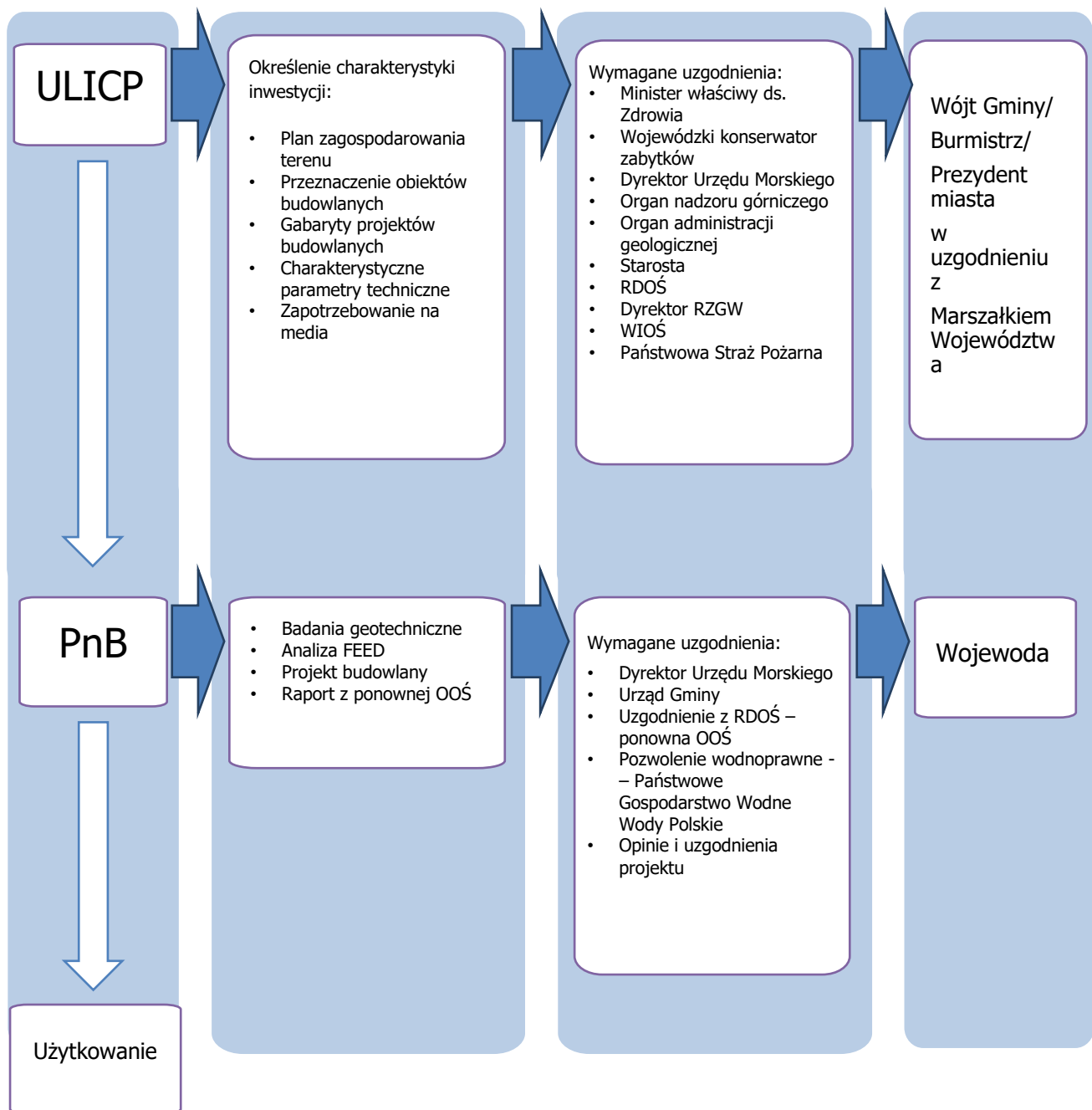
Ramy prawne dla realizowania i funkcjonowania projektów morskich farm wiatrowych w Polsce określa szereg ustaw i rozporządzeń wykonawczych. Jednym z najbardziej istotnych z punktu widzenia inwestycji aktem prawnym jest ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. *o odnawialnych źródłach energii* ("Ustawa OZE") wraz z rozporządzeniami wykonawczymi do tej ustawy.

Schemat wydania podstawowych decyzji administracyjnych dla morskiej farmy wiatrowej (MFW)



Schemat wydania podstawowych decyzji administracyjnych dla infrastruktury przesyłowej





4. Analiza ryzyka i barier

Analiza potencjału rynkowego morskiej energetyki wiatrowej w Polsce potwierdza, że rozwój tego sektora w Polsce jest uzasadniony na poziomie do 8 GW i powinien doprowadzić do znaczących korzyści gospodarczych, społecznych i środowiskowych.

Mimo to, do dziś nie ma podstaw do podejmowania wiążących decyzji inwestycyjnych co do budowy MFW w Polsce, ze względu na zbyt duże ryzyko inwestycyjne, spowodowane m.in. istniejącymi barierami.

Kluczowe czynniki ryzyka i bariery w dalszym rozwoju najbardziej zaawansowanych projektów (I Grupa – projekty posiadające pozwolenia lokalizacyjne i środowiskowe oraz umowy przyłączeniowe) to:

- brak lub niestabilność decyzji politycznych co do przyszłego kształtu polskiej energetyki;
- brak wiążących deklaracji co do pożądanego krajowego miksu energetycznego,
- niestabilność systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii, zmienność poparcia politycznego dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej,
- brak przewidywalności co do terminu organizacji aukcji, w których morskie farmy wiatrowe mogłyby wystartować,
- zasady dopuszczenia MFW do aukcji nieuwzględniające specyfiki procesu inwestycyjnego,
- nadmierna złożoność i zbyt długi czas procedur administracyjnych, nieskorelowana z terminami ważności poszczególnych pozwoleń,
- rosnące ryzyko utraty ważności wydanych w latach 2012-2014 pozwoleń lokalizacyjnych (PSZW), spowodowane wstrzymaniem lub opóźnieniami w przygotowaniu projektów,
- brak systemu zachęt do współpracy inwestorów MFW z operatorem przy rozbudowie sieci morskich, tworzeniu systemów magazynowania i bilansowania energii z MFW,
- obciążenie właściciela MFW pełnymi kosztami przyłączenia MFW do sieci w punkcie na lądzie,
- nieuwzględnienie produkcji na krajowy rynek morskiej energetyki jako jednego z priorytetowych kierunków rozwoju polskiego przemysłu w polityce gospodarczej kraju.

Kluczowymi czynnikami ryzyka w dalszym rozwoju II Grupy projektów (projekty posiadające prawomocne pozwolenia lokalizacyjne), są (ponad czynniki ryzyka i bariery określone powyżej):

- brak pewności co do możliwości uzyskania warunków przyłączenia do sieci,
- brak regulacji prawnych gwarantujących możliwość przygotowania projektu MFW bez ryzyka utraty ważności pozwoleń lokalizacyjnej w sytuacji braku warunków przyłączenia do sieci.

Kluczowymi barierami w dalszym rozwoju III Grupy projektów (projekty nowe, nieposiadające prawomocnych pozwoleń lokalizacyjnych), są (ponad czynniki ryzyka określone powyżej):

- zawieszenie procedur administracyjnych w sprawie uzgodnienia pozwoleń lokalizacyjnych do czasu zakończenia prac nad planem zagospodarowania obszarów morskich;
- trwające prace nad planem zagospodarowania obszarów morskich – brak szczegółowych zapisów planu i rozstrzygnięć w zakresie korytarzy infrastrukturalnych;
- brak mechanizmów przyznawania/wyboru lokalizacji wraz z warunkami przyłączenia do sieci.

5. Program działań wykonawczych

W celu zapewnienia rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na polskich obszarach morskich w wielkości do 8 GW do roku 2035 proponowane jest podjęcie następujących działań polityczno-prawnych.

- **Określenie celów w zakresie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i przemysłu morskiego na poziomie 4 GW do roku 2030 i 8 GW do roku 2035 w rządowych dokumentach strategicznych,** jako narzędzia osiągnięcia następujących celów:
 - wypełnienia zobowiązań w zakresie zwiększenia wykorzystania OZE w perspektywie roku 2030 i 2040,
 - wypełnienia zobowiązań w zakresie redukcji emisji CO₂,
 - zwiększenia dywersyfikacji źródeł energii w miksie energetycznym po roku 2025, zwłaszcza w kontekście konieczności ograniczenia wykorzystania bloków węglowych niespełniających standardów BAT,
 - reindustrializacji i modernizacji polskiego przemysłu morskiego,
 - tworzenia polskich specjalizacji eksportowych w przemyśle energetyki morskiej.
- **Opracowanie i uchwalenie ustawy o inwestycjach w morskiej energetyce wiatrowej lub dokonanie stosownych zmian w Ustawie OZE,** pozwalających na zorganizowanie rozwoju rynku morskiej energetyki wiatrowej w trzech rundach:
 - Runda I
 - dedykowana dla projektów posiadających w momencie wejścia w życie ustawy ważne, prawomocne pozwolenia lokalizacyjne, decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach oraz warunki przyłączenia do sieci,
 - inwestorzy spełniający warunki określone w ustawie mogliby uczestniczyć w aukcji, w celu określenia wysokości gwarantowanej przez 15 lat ceny energii wytwarzanej przez MFW (zasada mechanizmu różnicowego). Wysokość ceny gwarantowanej sprzedaży energii, ustalana byłaby poprzez mechanizm wywierania presji na wysokość ceny w skutek określenia widełek cenowych względem najniższej zaoferowanej ceny, liczone jako „x” zł na MWh w stosunku do najniższej oferty złożonej w aukcji. W przypadku złożenia oferty z ceną energii wyższą niż cena najniższa plus określone x% - oferent nie uzyskiwałby wsparcia. Mechanizm ten pozwalałby na objęcie wsparciem całego wolumenu energii ze wszystkich rozwijanych na rynku projektów, w wysokości określonej przez najbardziej konkurencyjne oferty,
 - termin aukcji ogłoszony musiałby być z co najmniej 12 miesięcznym wyprzedzeniem, a jej zorganizowanie nie powinno nastąpić później niż do końca 2019 roku.
 - Runda II
 - dedykowana dla projektów posiadających w momencie wejścia w życie ustawy prawomocne pozwolenia lokalizacyjne,
 - inwestorzy spełniający warunki określone w ustawie mogliby wystartować w aukcji, w celu wysokości gwarantowanej przez 10 lat ceny energii wytwarzanej przez MFW. Wysokość ceny energii byłaby określana na takiej samej zasadzie jak w Rundzie I,
 - zwycięzcy aukcji mieliby zagwarantowane warunków przyłączenia do sieci. Inwestor byłby odpowiedzialny za budowę przyłącza zgodnie z warunkami przyłączenia opracowanymi na podstawie planu rozwoju sieci,
 - termin aukcji ogłoszony musiałby być z co najmniej 24 miesięcznym wyprzedzeniem, a jej zorganizowanie nie powinno nastąpić później niż do końca 2020 roku.
 - Runda III
 - dedykowana dla projektów nie posiadających pozwoleń lokalizacyjnych, ale zlokalizowanych na obszarach przeznaczonych w planie zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich pod rozwój morskiej energetyki wiatrowej,
 - inwestorzy mogliby wystartować w przetargu na obszar wyznaczony przez administrację morską, z określoną docelową mocą farmy wiatrowej,

- wygranie przetargu gwarantowałoby uzyskanie na tę moc warunków przyłączenia do sieci. Przetargi nie gwarantowałyby wysokości ceny sprzedaży energii i były przeznaczone dla projektów realizowanych bez dodatkowego wsparcia,
 - termin przetargu powinien być ogłaszany z 12 miesięcznym wyprzedzeniem. Pierwsze przetargi powinny zostać zorganizowane w roku 2020.
- **Podjęcie decyzji o budowie sieci morskich, w tym połączeń transgranicznych Polska-Szwecja i Polska-Szwecja-Litwa, zintegrowanych z morskimi punktami przyłączeniowymi dla farm wiatrowych w rejonie Ławicy Słupskiej i Ławicy Środkowej i połączenia Polska-Dania, zintegrowanego z projektami w rejonie Ławicy Odrzanej.**
 - **Opracowanie i wdrożenie strategii rozwoju polskiego przemysłu energetyki morskiej** w tym centrów produkcyjno-logistycznych i obsługowo-serwisowych, obejmującej:
 - tworzenie lub rozwój specjalnych stref ekonomicznych wokół krajowych ośrodków portowych,
 - inwestycje modernizacyjne portów i towarzyszącej im infrastruktury komunikacyjnej i magazynowej,
 - opracowanie kryteriów aukcji maksymalizujących wykorzystanie krajowego zaplecza produkcyjnego (local content),
 - programy offsetowe dla inwestorów zagranicznych, chcących przystąpić do startu w aukcjach i przetargach dla morskich farm wiatrowych bez udziału polskich partnerów, polegające na negocjowaniu zobowiązań inwestycyjnych i zamówieniowych w zakresie łańcucha dostaw w polskim przemyśle energetyki morskiej,
 - rozbudowa istniejących i budowa nowych zakładów produkcyjnych elementów konstrukcyjnych morskich farm wiatrowych,
 - uruchomienie programów finansowania dla ośrodków naukowo-badawczo-wdrożeniowych, zapewniających współpracę przemysłu i nauki na rzecz rozwoju innowacyjności polskiego przemysłu energetyki morskiej.

6. Spis rysunków

Rysunek 1	Schemat wyznaczania celów Programu.....	13
Rysunek 2	Mapa potencjalnych miejsc przeznaczonych pod lokalizację farm wiatrowych w wyłącznej strefie ekonomicznej (kolorem szarym oznaczono obszary przeznaczone pod rozwój morskiej energetyki).....	14
Rysunek 3	Moc w systemie – różnica pomiędzy zapotrzebowaniem a mocą zainstalowaną	18
Rysunek 4	Moc w systemie – zmiany struktury paliwowej z uwzględnieniem rozpoczętych inwestycji	18
Rysunek 5	Porównanie modelu przyłączenia MFW promienistego i zintegrowanego z połączeniami transgranicznymi.....	19
Rysunek 6	Koncepcja przebiegu Morskiej Infrastruktury Przyłączeniowej dla morskich farm wiatrowych i połączeń transgranicznych w polskich obszarach morskich	20
Rysunek 7	Koncepcja połączenia Polska-Szwecja (z możliwością połączenia do Litwy) zintegrowanego z planowanymi MFW (mapa ma charakter poglądowy i nie odzwierciedla faktycznych tras kablowych).....	21
Rysunek 8	Prognozowana struktura paliwowa Polski w roku 2030.....	23
Rysunek 9	Prognozowane zmiany w strukturze paliwowej Polski w latach 2016- 2030	24
Rysunek 10	Mapa regionów potencjalnego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na polskich obszarach morskich	30
Rysunek 11	Mapa planowanych inwestycji w MFW na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej Polski	35
Rysunek 12	Schemat harmonogramu procesu przygotowania MFW w Polsce.....	37
Rysunek 13	Schemat harmonogramu budowy łańcucha dostaw ⁴⁰	37
Rysunek 14	Schemat harmonogramu rozwoju MEW w Polsce – scenariusz „8GW w 2030”. (ŁS – region Ławicy Słupskiej, ŁO – region Ławicy Odrzanej, ŁŚ – region Ławicy Środkowej).....	38
Rysunek 15	Schemat harmonogramu rozwoju MEW w Polsce – scenariusz zrównoważony „8GW w 2035”. (ŁS – region Ławicy Słupskiej, ŁO – region Ławicy Odrzanej, ŁŚ – region Ławicy Środkowej) ..	39

7. Spis tabel

Tabela 1	Zapotrzebowanie na dostawy komponentów morskich farm wiatrowych na Bałtyku Południowym do roku 2030.....	24
Tabela 2	Wpływ uwarunkowań przestrzennych na potencjał rynkowy MEW.....	30
Tabela 3	Wyniki wybranych aukcji dla morskich farm wiatrowych.....	31
Tabela 4	Warianty LCOE.....	32

8. Spis wykresów

Wykres 1	Porównanie cen poszczególnych technologii wytwórczych – prognoza dla rynku brytyjskiego ..	32
Wykres 2	Stosunek jednostkowego kosztu wytwarzania energii (JKWE) MFW do ceny energii: wariant I: niska efektywność MFW, z kosztem przyłącza po stronie inwestora	33
Wykres 3	Stosunek jednostkowego kosztu wytwarzania energii (JKWE) MFW do ceny energii: wariant II – niska efektywność MFW, bez kosztów przyłącza po stronie inwestora.....	33
Wykres 4	Stosunek jednostkowego kosztu wytwarzania energii (JKWE) MFW do ceny energii: wariant III – wysoka efektywność MFW z kosztem przyłącza po stronie inwestora.....	34
Wykres 5	Stosunek jednostkowego kosztu wytwarzania energii (JKWE) MFW do ceny energii: wariant IV – wysoka efektywność MFW, bez kosztów przyłączenia po stronie inwestora	34

Notatki

Notatki



Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej
Bukowińska 24A lok. 14, 02-703 Warszawa
t. +48 (22) 412 24 92, www.fnez.org
www.beif.pl, www.fpem.pl