

PRESTUDIUM WYKONALNOŚCI POŁĄCZENIA POLSKA-SZWECJA-LITWA
Założenia i wstępne wyniki



Warsztaty krajowe w ramach projektu Baltic InteGrid

Warszawa, 2018 r.



Plan prezentacji

O projekcie Baltic InteGrid

Wstępne studium wykonalności połączenia Polska-Szwecja-Litwa

Metodyka i scenariusze

Wyniki analiz przestrzennych i ekonomicznych

Wnioski



Baltic
InteGrid

Integrated Baltic offshore wind electricity grid development

Źródło finansowe:

**INTERREG Regionu Morza
Bałtyckiego 2014 – 2020**

www.interreg-baltic.eu/home.html



Budżet
projektu: **EUR 3 971 104,00**

Czas trwania
projektu: **2016 - 2019**



Cel

Opracowanie koncepcji bałtyckiej infrastruktury przesyłowej zintegrowanej z projektami morskich farm wiatrowych w oparciu o szczegółową analizę warunków:

- przestrzennych
- rynkowych
- polityczno-regulacyjnych
- środowiskowo-społecznych
- technologicznych



Kluczowe filary Baltic InteGrid

Koncepcja sieci bałtyckiej (Baltic Offshore Grid)

- 6 grup roboczych

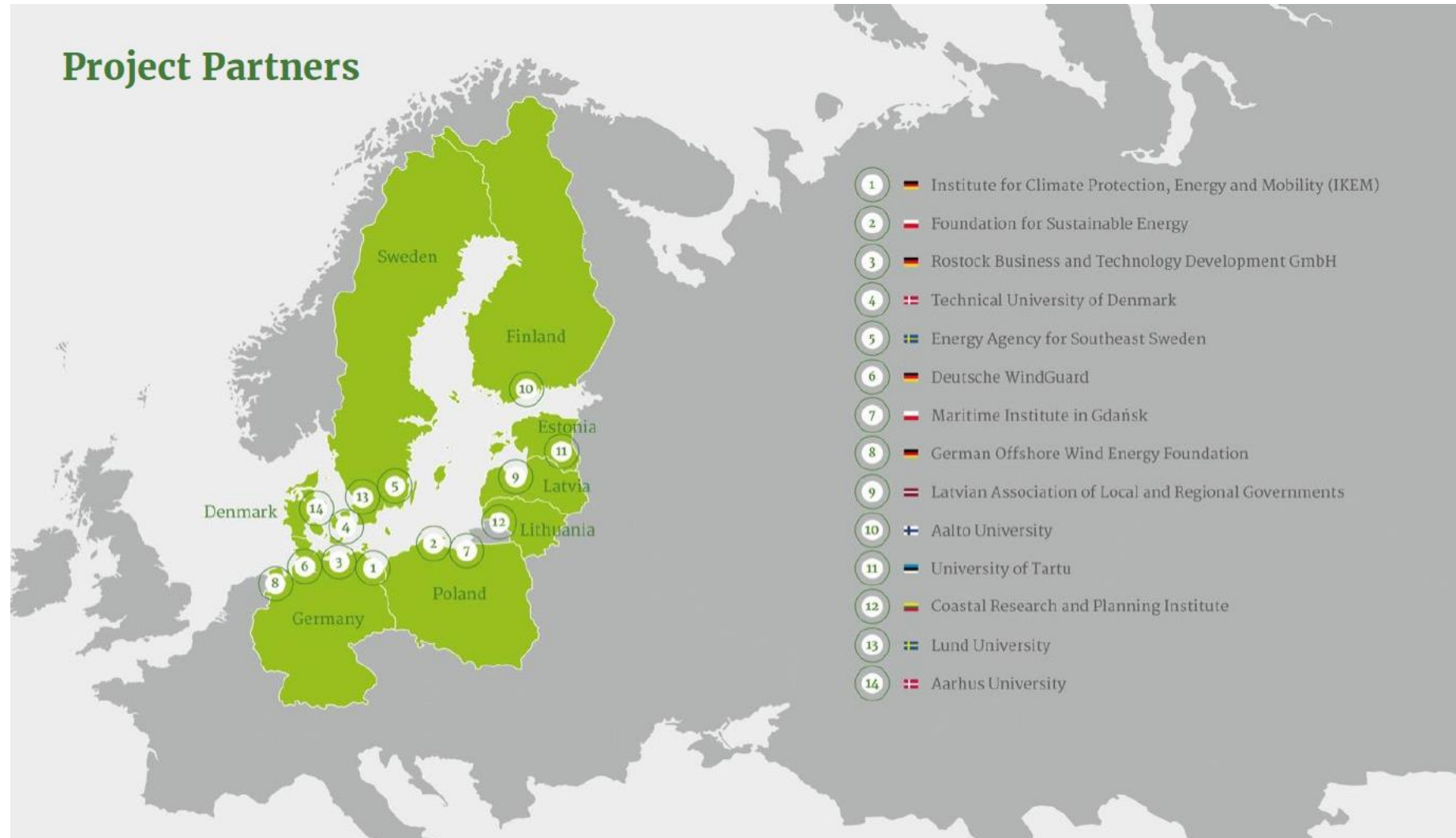
Wstępne Studia Wykonalności

- Analiza 2 potencjalnych połączeń transgranicznych

Forum Sieci Bałtyckiej (Baltic Offshore Grid Forum)

- Platforma kontaktów, dyskusji eksperckich, spotkań i konferencji

14 partnerów z 8 państw rejonu Morza Bałtyckiego



22 organizacje stowarzyszone

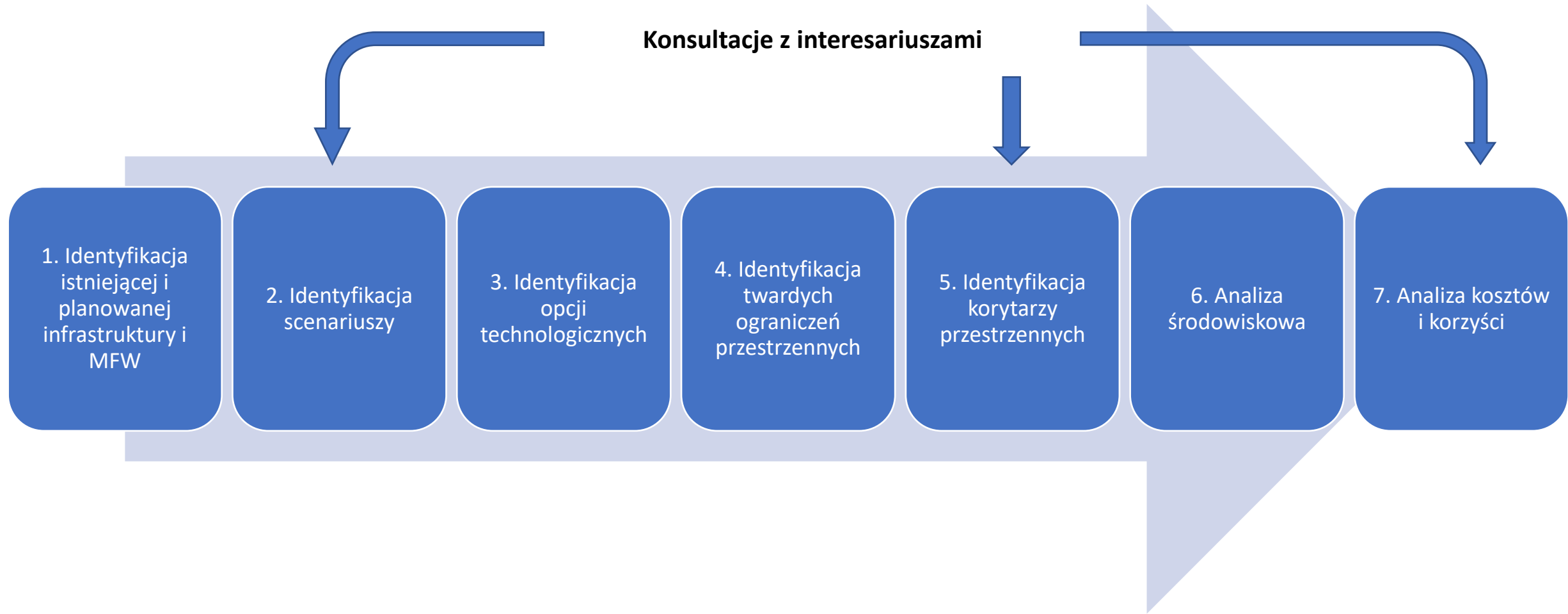
Organizacje Stowarzyszone

<input type="checkbox"/> Siemens S.A. 	<input type="checkbox"/> Elering-generating opportunities 
<input type="checkbox"/> Ministerstwo Ochrony Środowiska Naturalnego, Budownictwa i Bezpieczeństwa Nuklearnego Niemiec 	<input type="checkbox"/> Fińskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej 
<input type="checkbox"/> Ministerstwo Energii, Infrastruktury i Rozwoju Pomorza Przedniego 	<input type="checkbox"/> Ministerstwo Gospodarki w Łotwie 
<input type="checkbox"/> Operator Systemu Przesyłowego 50Hertz 	<input type="checkbox"/> Ministerstwo Energii w Litwie 
<input type="checkbox"/> Instytut Ekologiczny 	<input type="checkbox"/> Litgrid AB 
<input type="checkbox"/> Kisters S.A. 	<input type="checkbox"/> Inwestycje Infrastrukturalne Sp. z o. o. 
<input type="checkbox"/> Becker Büttner Held 	<input type="checkbox"/> Urząd Morski w Gdyni 
<input type="checkbox"/> Duńskie Stowarzyszenie Energetyki 	<input type="checkbox"/> PGE Energia Odnawialna S.A. 
<input type="checkbox"/> Energinet.dk 	<input type="checkbox"/> PSE Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. 
<input type="checkbox"/> Duńskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej 	<input type="checkbox"/> Baltex Energia i Górnictwo Morskie S.A. SKA 
<input type="checkbox"/> Energimyndigheten 	<input type="checkbox"/> Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej 



Cel studium: wstępna analiza wykonalności z uwzględnieniem warunków technicznych, przestrzennych, rynkowych, środowiskowo-społecznych w przypadku dynamicznego rozwoju MEW.

- Celem studium nie jest dokładne określenie poziomu rozwoju MEW
- Obszary priorytetowego rozwoju MEW w regionie Pd. Bałtyku
- Analiza scenariuszowa
- CS 1: Potencjalne połączenie Polska-Szwecja-Litwa
- CS 2: Połączenie Niemcy-Szwecja (Hansa Power Bridge)

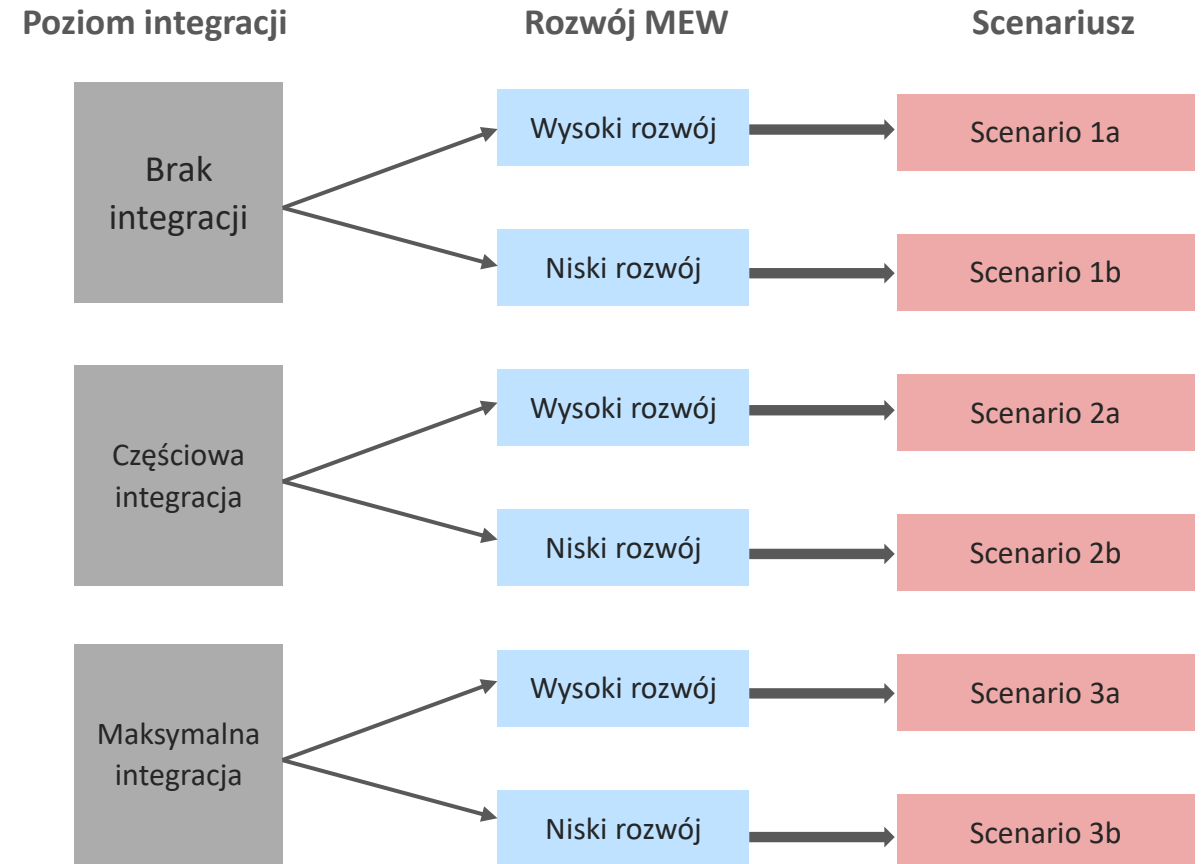


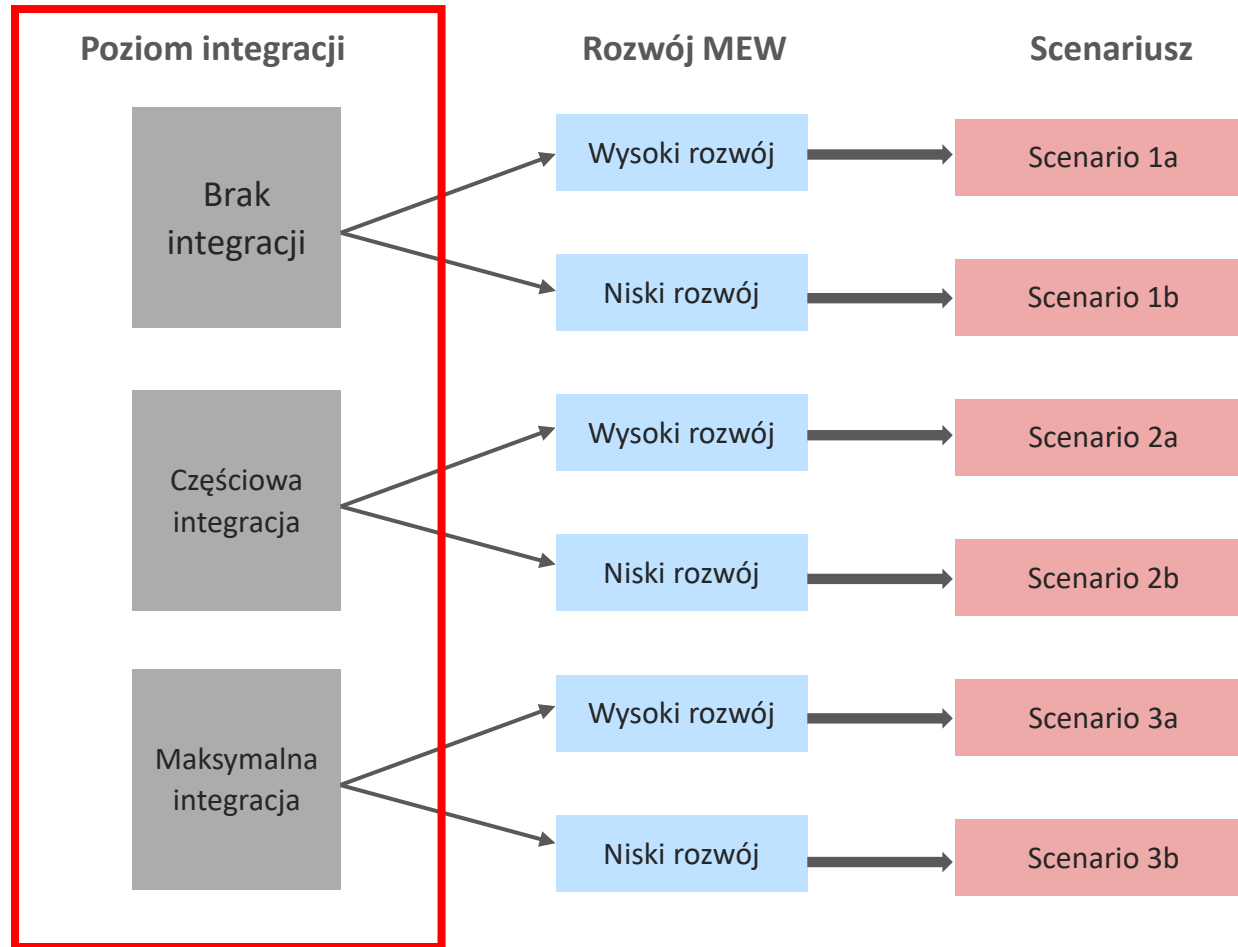
6 scenariuszy:

- 3 poziomy integracji MFW z połączeniami transgranicznymi
- 2 potencjalne rozwoju MFW
- Wstępne rozkłady turbin dla każdej z farm
- Schematy techniczne
- Lista komponentów

Horyzont czasowy:

- 2025 – 2045
- 5 letnie interwały

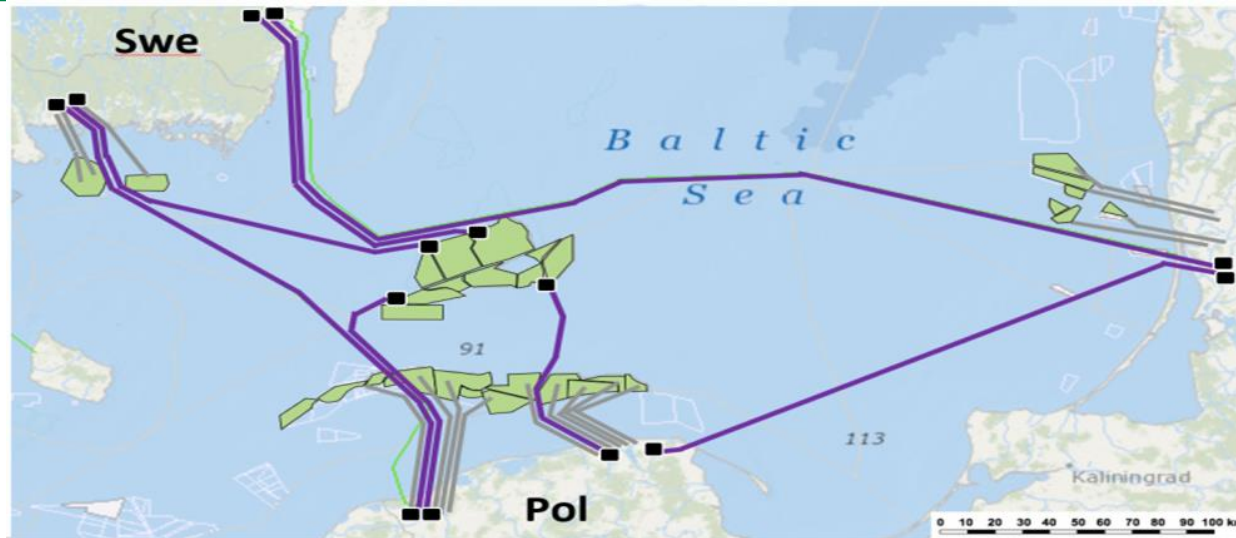




Wstępne studium wykonalności

Scenariusze – poziom integracji (przykład)

Brak integracji

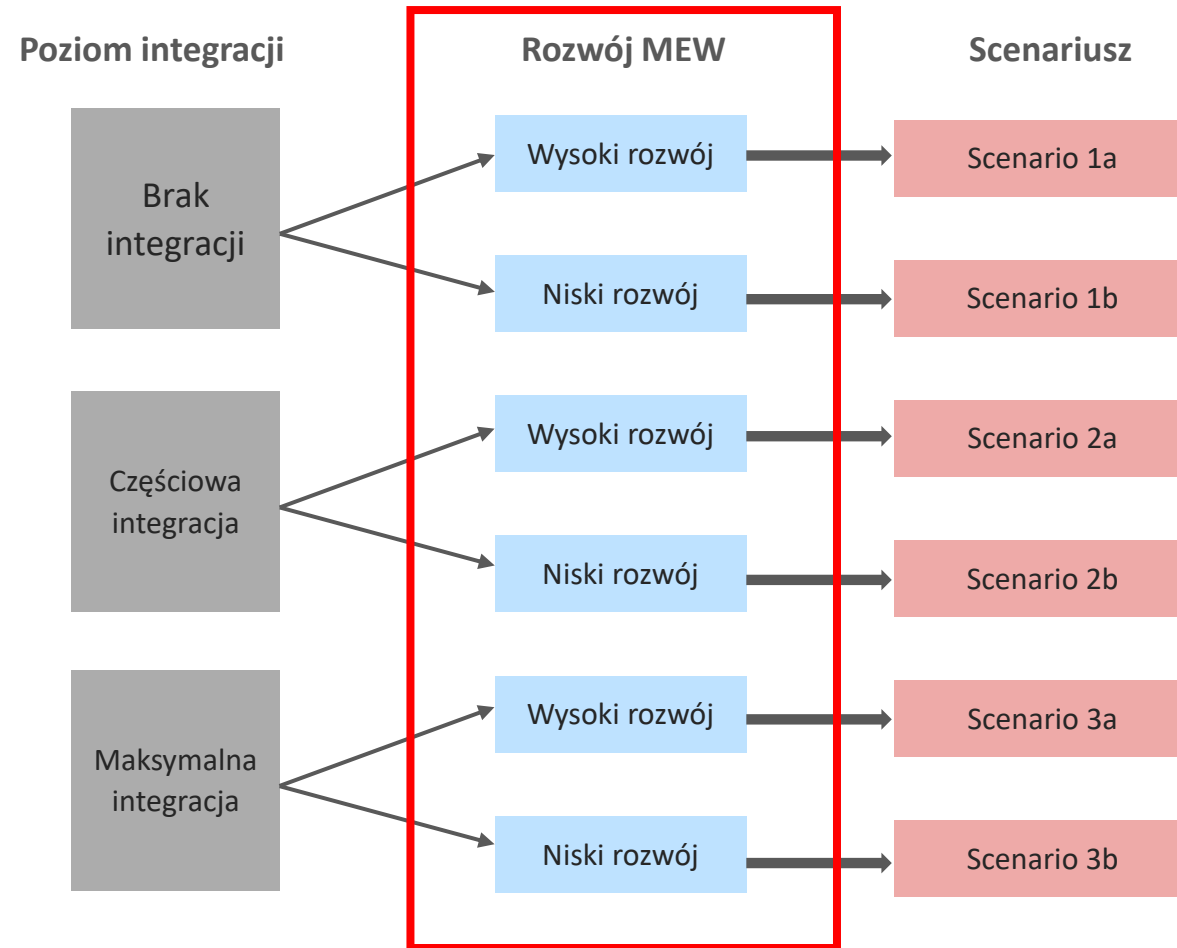


Maksymalna integracja

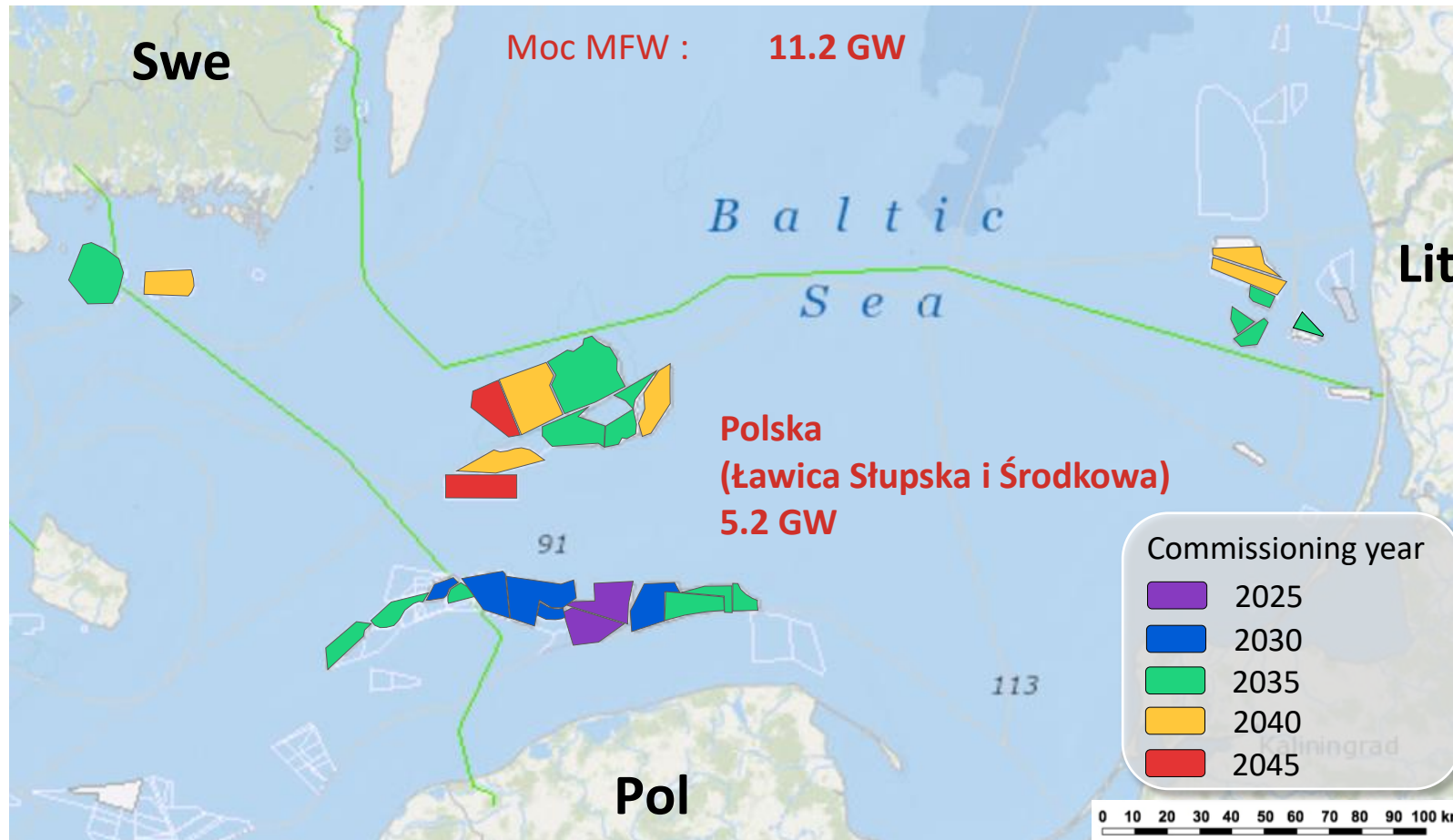


1. MFW **nie**zintegrowane z połączeniami transgranicznymi
2. Połączenia transgraniczne samodzielne
3. Agregowanie projektów na ławicy Środkowej – zbiorcze stacje elektroenergetyczne HVDC
4. Projekty bliżej brzegu połączenia promieniste HVAC

1. Integracja MFW z połączeniami transgranicznymi
2. Agregowanie projektów bliżej brzegu
3. Rozbudowana struktura sieciowa



Wysoki rozwój



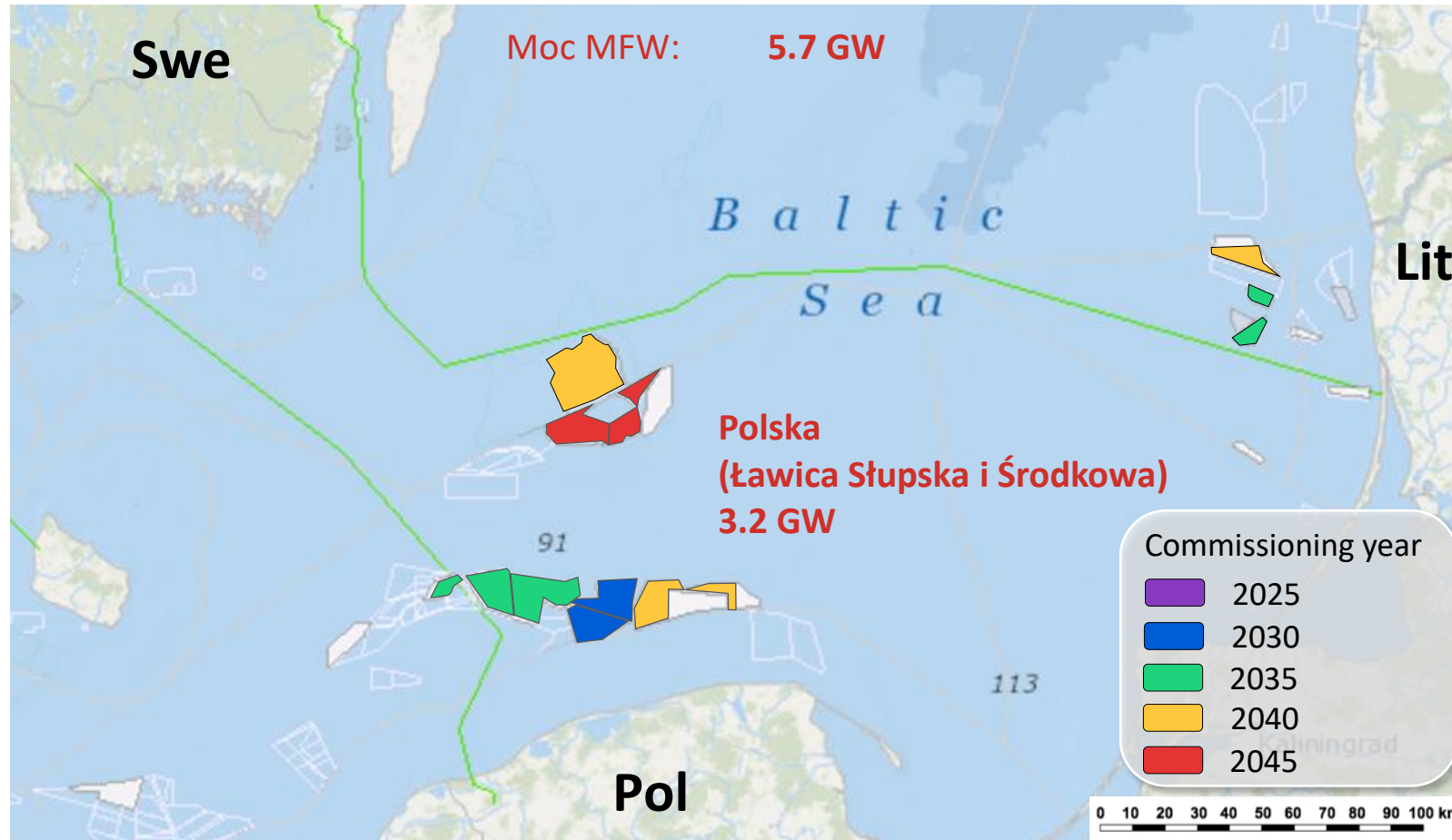
Założenia ogólne

- Podstawą projekty rozwijane w regionie analizy
- Rozwój MFW w Szwecji i na Litwie po 2030
- Gęstość mocy na podstawie wstępnego rozłożenia turbin (3,3 – 6 MW/km²) – założenia konserwatywne
- Projekty uzgodnione z krajowymi partnerami

Założenia dla Polski

- Pierwsze projekty do końca 2025 r.
- Projekty na podstawie pozwoleń PSZW (wygaśniętych i obowiązujących)
- Ławica Odrzana poza obszarem analizy
- Uwzględniono znane na dziś ograniczenia tj. bufor 500 m od granic PSZW, uwarunkowania środowiskowe, trasy żeglugowe
- Priorytetem projekty z warunkami przyłączenia i opłacone
- Obszary MFW wychodzące poza projekt planu zagospodarowania przestrzennego POM (w perspektywie 2040 – 2045)

Niski rozwój

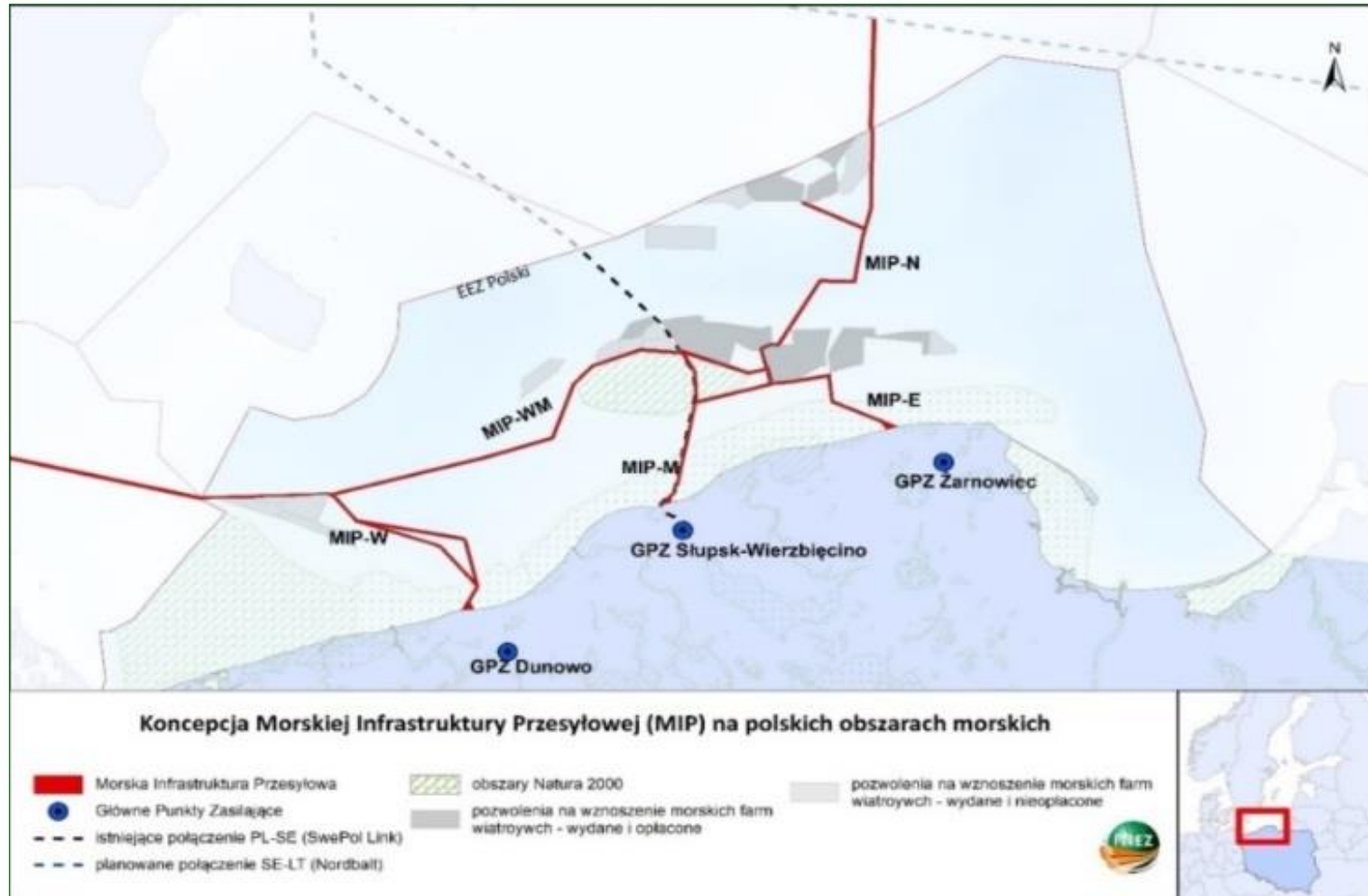


Założenia ogólne

- Znacznie ograniczony rozwój MFV
- Rozwój MFV w Szwecji po 2035, a na Litwie po 2030.
- Gęstość mocy na podstawie wstępnego rozłożenia turbin (3,3 – 6 MW/km²) – założenia konserwatywne
- Projekty uzgodnione z krajowymi partnerami

Założenia dla Polski

- Pierwsze projekty po 2025 r.
- Projekty na podstawie opłaconych PSZW
- Ławica Odrzana poza obszarem analizy
- Uwzględniono znane na dziś ograniczenia tj. bufor 500 m od granic PSZW, uwarunkowania środowiskowe, trasy żeglugowe



Schematy przyłączenia

Wstępne studium wykonalności

Założenia techniczne



Affiliation	Parameter	Value*
1. OCP¹		
1.1 General		
1.1.1 Grid voltage	Onshore national transmission grids have the same voltage levels as today, throughout the case study;	
	-Lithuania I	330 kV
	-Poland	400 kV
	-Sweden	400 kV
1.2 Placement	See appendix A	
1.3 Power flow	Dimensioning system fault at OCP (for any scenario) ²	
	2025 (PL: OWP)	728 MW
	2030 (PL: OWP)	1128 MW
	2030 (PL: OWP+trade)	3200 MW
	2035 (PL: OWP+trade)	3476 MW
	3045 (PL: OWP+trade)	3476 MW
2. Transmission		
2.1 General	Voltage level for transmission level components ³	
	-Pre-2030	±525 kV
	-Post-2030	±640 kV
	Max rating for all transmission components (converter substation (onshore & offshore) and DC link)	
	-Pre-2030	1.5 GW
	-Post-2030	2.0 GW
	HVDC topology (the designs work for the following HVDC topologies)	• Symmetrical monopole • Bipole
2.1.1 Design	Integrated HVDC systems with sub-parts of different voltage levels on the DC side are not assessed	
	In normal operation, all installed OWP within one country's EEZ must be able to be brought to shore to	

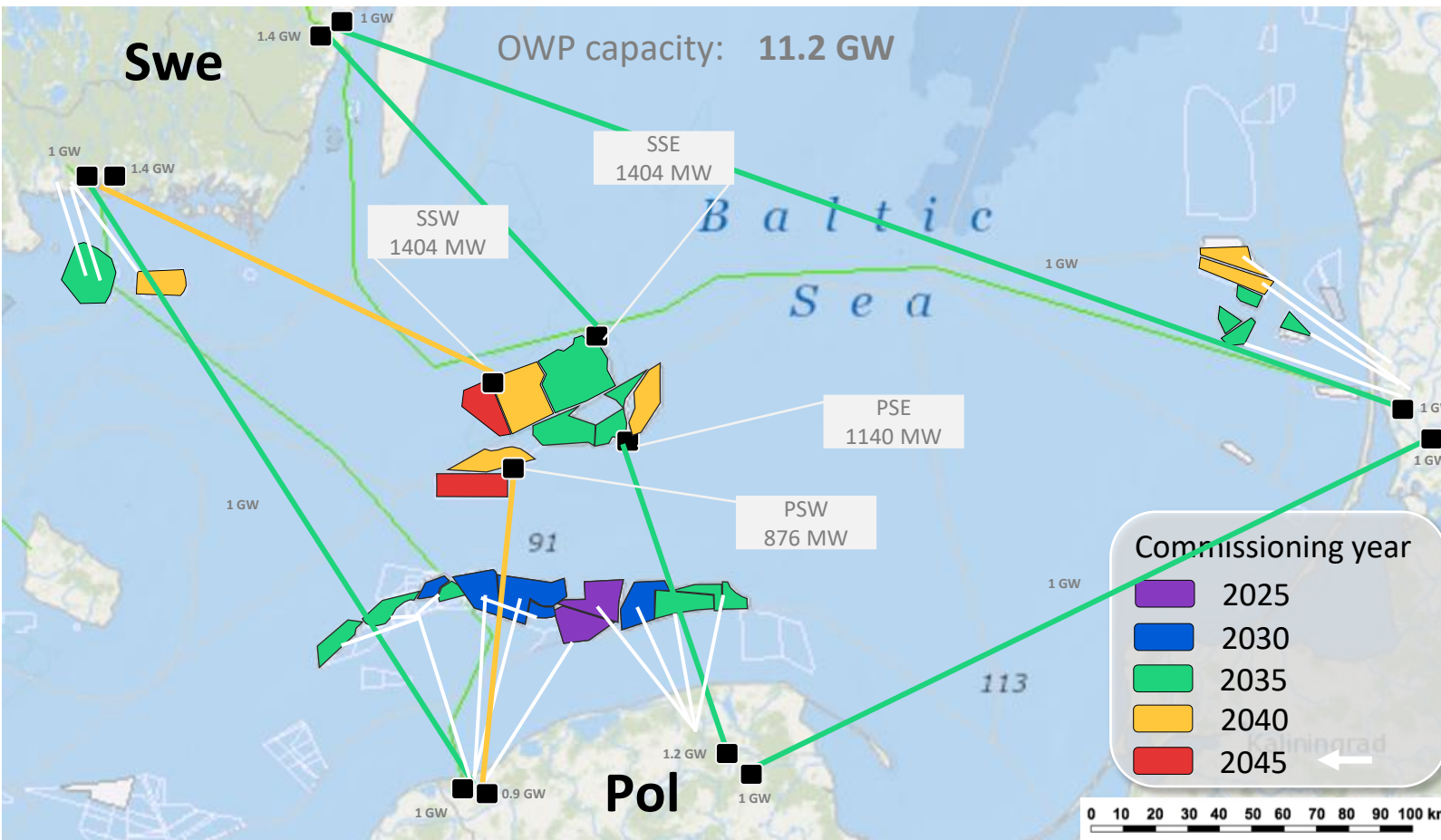
	the same country	
	Disperse incoming OWP as evenly as possible between OCP (Security of Supply priority)	
	Year for interconnected system (Lit-Pol-Swe) for High OWP scenarios 1a, 2a and 3a	2035
	Year for energy trading possibility (Lit-Pol, Lit-Swe, Pol-Swe) for Low OWP scenarios 1b, 2b and 3b	2040
	Shortest distance between OCP and HVDC converter substation (when HVDC usage is not required for integration purpose)	127 km
	Number of timesteps (5-year period) allowed to "overinvest" in infrastructure capacity, before full capacity is used	1 timestep
2.1.1.1 N-1	Definition (applies to HVDC grid) Rated wind power can take alternative routes to shore in case any system component fails (with the exception of OWP connected to the failing converter substation and indirectly to the failing HVDC-busbar)	
	N-1 criteria is applied on system layout alternatives with full DC protection	
	Regional HVDC grid approach is applied for system layout alternatives without full DC protection	
2.2 Converters		
2.2.1 General	HVDC converter technology	VSC
	Power losses at rated power per converter	0.5 % ²⁴
	DC converter rating interval (except very small deviations above rating step)	Closest 100 MW above inst. cap.
2.2.2 Onshore		
2.2.3 Offshore		
2.2.3.1 Foundation	Foundation type	
	<25 m water depth	Gravity
	>25 m water depth	Jacket
2.3 DC Cable		
2.3.1 Technical	Insulation type	XPLE
	Conductor dimension up to	3000 mm ² (Al)
2.3.2 Installation	Installation of a cable pair for a DC link	Bundled ⁵

	Primary cable burial technique	Water jet ⁶
	Burial depth	1.5-3 m
	Normal minimum spacing between DC cable to other cable	100 m
	Extreme spacing between DC cable to other cable (one location in one scenario ⁷)	63 m ⁸
2.3.3 Design	Cable crossings are to the highest extent avoided	
3. OWP		
3.1 General	Included OWP projects (High & Low OWP) and their commissioning period is kept constant when integration level is changes for Max/Part/Zero integr.	
	OWP projects reasonable to include in "Maximum integration" scenario sets the frame for included OWFs in all scenarios. E.g. some semi-nearshore projects are therefore excluded for all scenarios	
3.2 Turbines	Avg. installed turbine size	
	-Pre-2030	8 MW
	-Post-2030	12 MW
	Interval of designed power area density for OWFs ⁹	3.8-5.4 MW/km ²
	Turbine spacing at 4.2 MW/km ² (scaled for other densities)	2 km downwind, 1.4 km sideward
	Orientation of turbine array for all OWP (dominant wind direction)	240 degrees (SW-WSW)
3.2.1 Foundations	Foundation type	
	<25m water depth	Gravity
	>25m water depth	Jacket
3.3 Inter-array cable	Voltage level (unchanged)	66 kV
	Rated power for Cu conductor cross section 240 mm ²	48 MW
	Rated power for Cu conductor cross section 630 mm ²	84 MW
3.4 Transformer	Max rating for AC transformer substation	630 MW
	AC transformer station tailor made up to interval of	10 MW
	Power factor for AC transformers	0.95
	Increase of rated AC transformer power, compared to the aggregated connected OWP power	+10 %
	Losses per unit at rated power	0.3 % ¹⁰
	Power range for single AC transformer units on transformer substations	240 MW to 400 MW
	Power range for duplicated AC transformer units (with each half the rated power) on transformer substations	400-650 MW
3.5 AC export cable	Voltage level (unchanged pre-/post-2030)	275 kV
	Rated power for Al conductor cross section 630 mm ²	300 MW
	Rated power for Al conductor cross section 1000 mm ²	400 MW
	Rated power for Al conductor cross section 1600 mm ²	500 MW
	Rated power for Al conductor cross section 2000 mm ²	600 MW

1a – Brak integracji i Wysoki rozwój MFW

Założenia

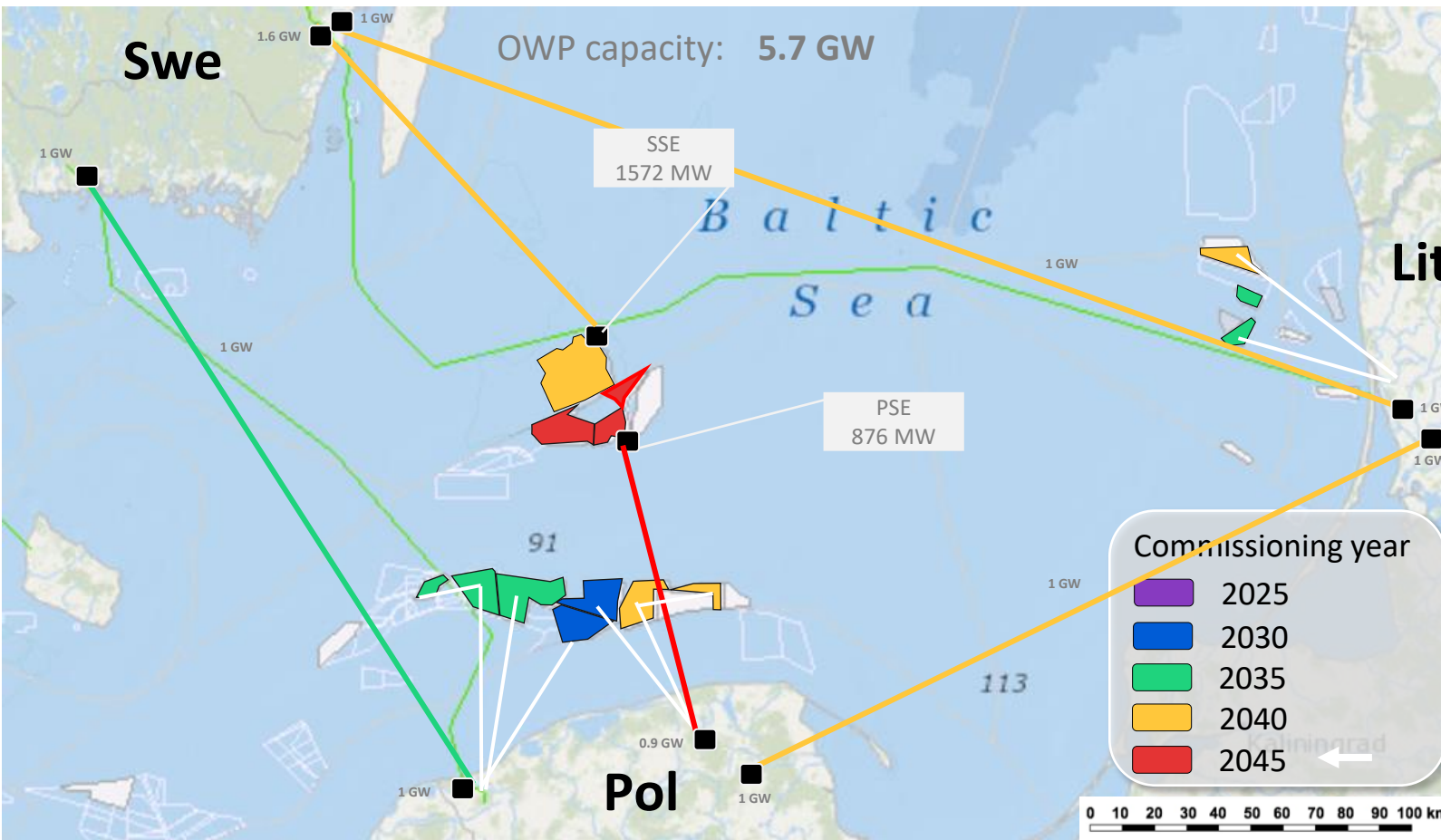
- Projekty blisko brzegu przyłączane promieniście (HVAC)
- Projekty na ławicy Środkowej agregowane i przyłączane do morskich hubów (HVDC) – ławica Środkowa
- Brak integracji MFW z interkonektorami
- Indywidualne połączenia transgraniczne (w celach porównawczych)
- 11 kabli wyprowadzonych na ląd



1b – Brak integracji i Niski rozwój MFW

Założenia

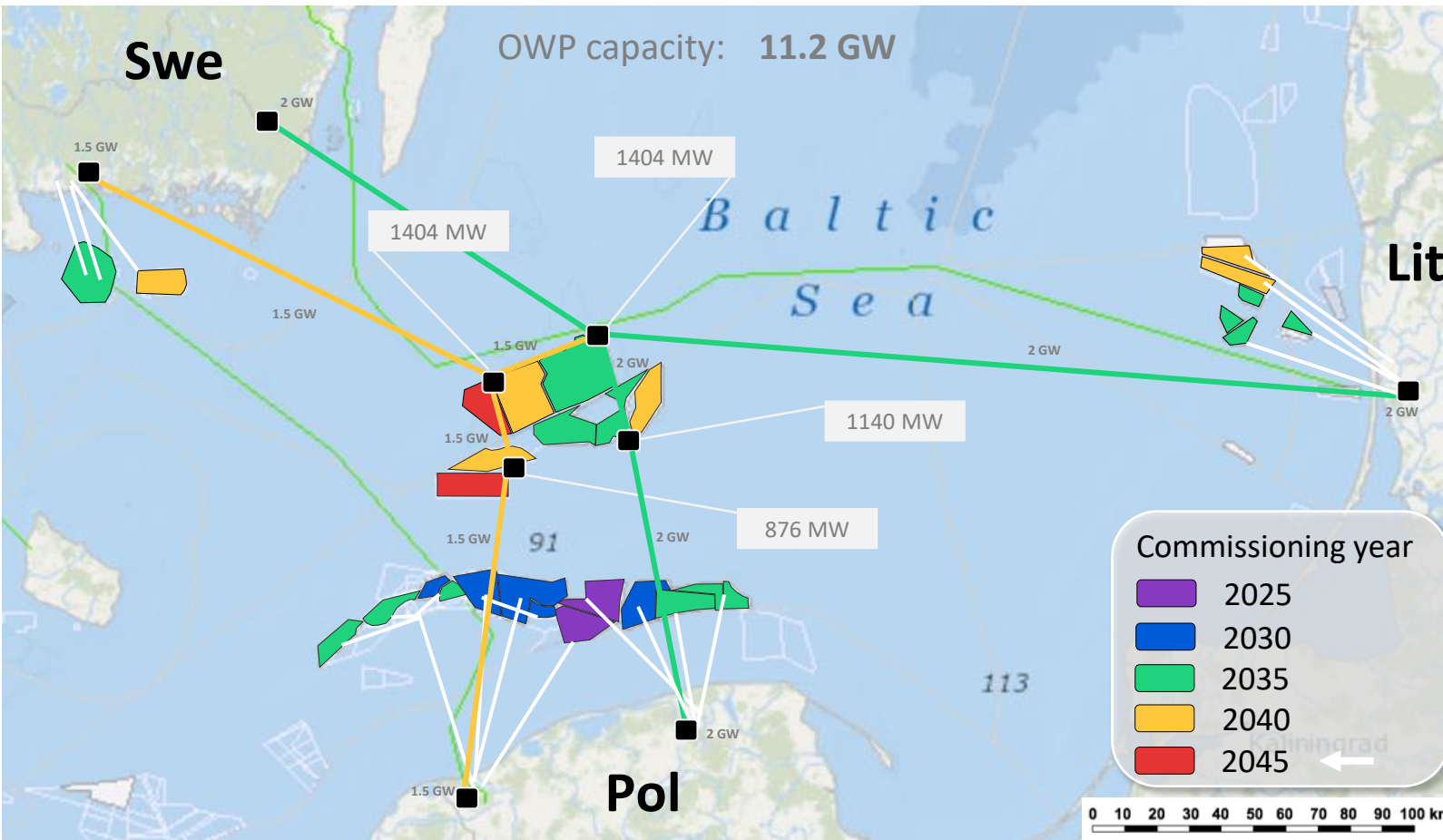
- Projekty blisko brzegu łączone promieniście (HVAC)
- Projekty na ławicy Środkowej agregowane i przyłączane do morskich hubów (HVDC)
- Brak integracji MFW z interkonektorami
- Indywidualne połączenia transgraniczne (w celach porównawczych)
- 7 kabli wyprowadzonych na ląd



2a – Częściowa integracja i Wysoki rozwój MFW

Założenia

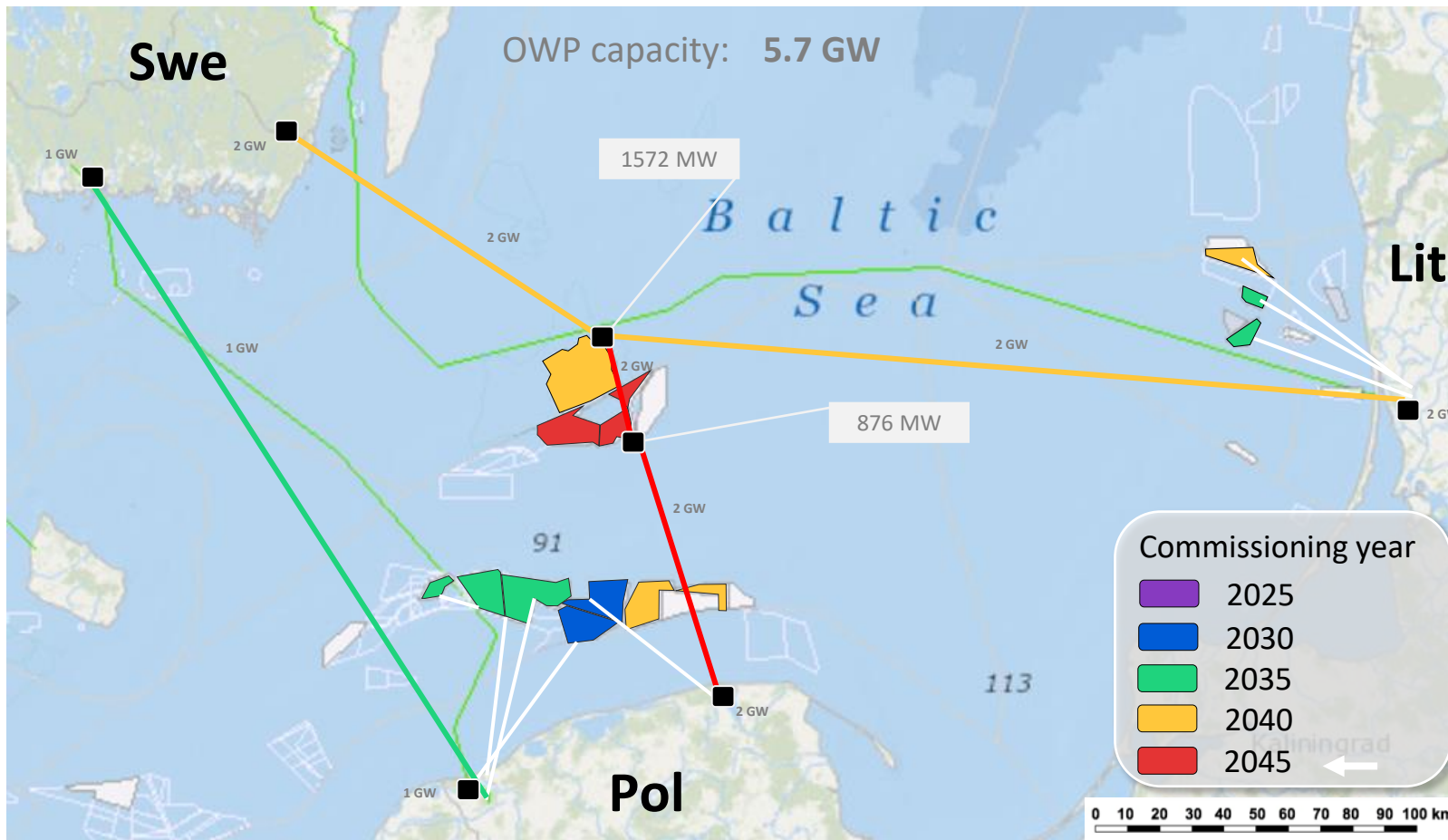
- Projekty blisko brzegu łączone promieniście (HVAC)
- Projekty na ławicy Środkowej agregowane i przyłączane do morskich hubów (HVDC)
- Połączenie transgraniczne PL-SE-LT zintegrowane z MFW
- 10 kabli wyprowadzonych na ląd



2b – Częściowa integracja i Niski rozwój MFW

Założenia

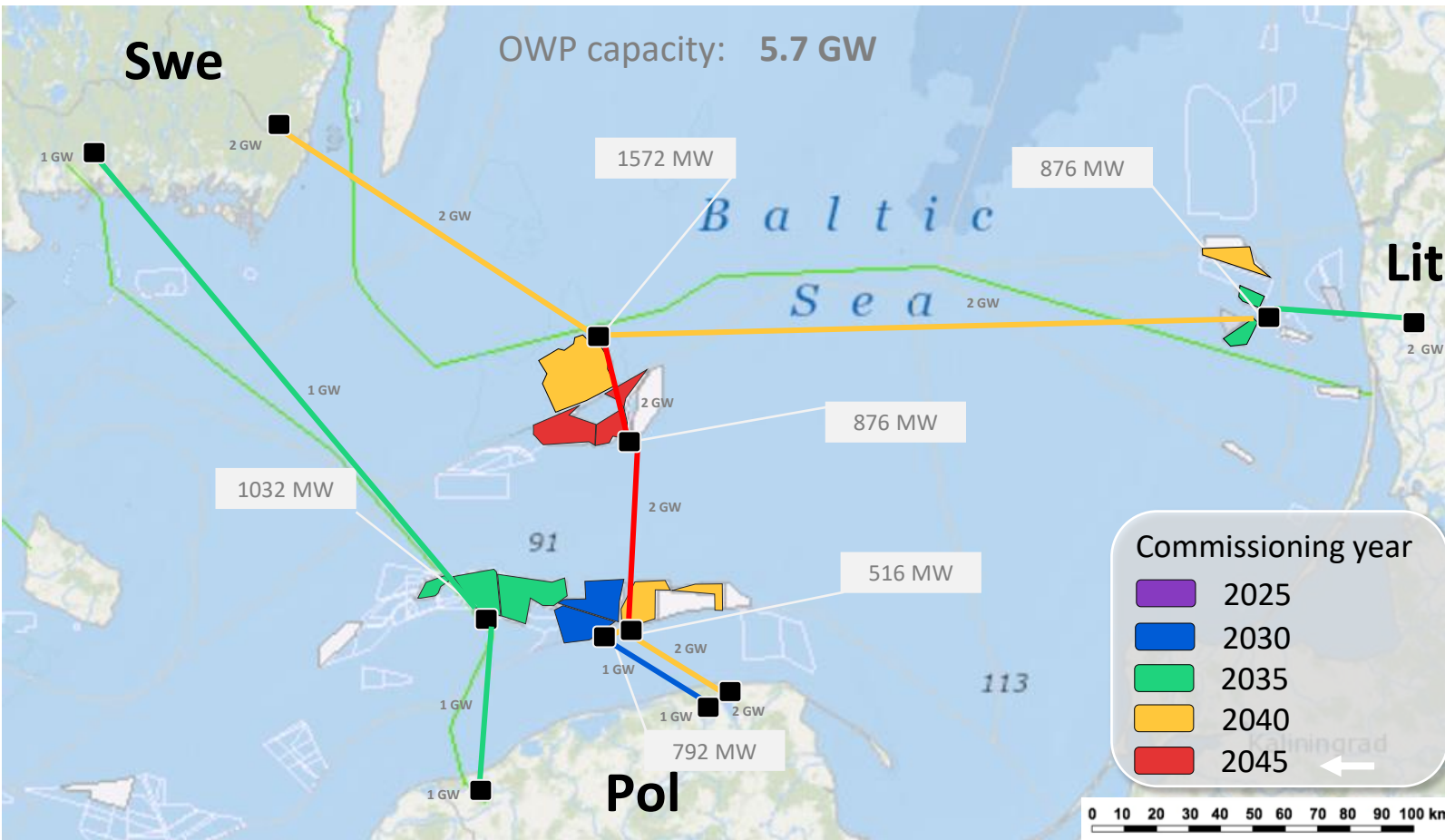
- Projekty blisko brzegu łączone promieniście (HVAC)
- Projekty na ławicy Środkowej agregowane i przyłączane do morskich hubów (HVDC)
- Połączenie transgraniczne PL-SE-LT zintegrowane z MFW
- Oddzielne połączenie PL-SE
- 6 kabli wyprowadzonych na ląd



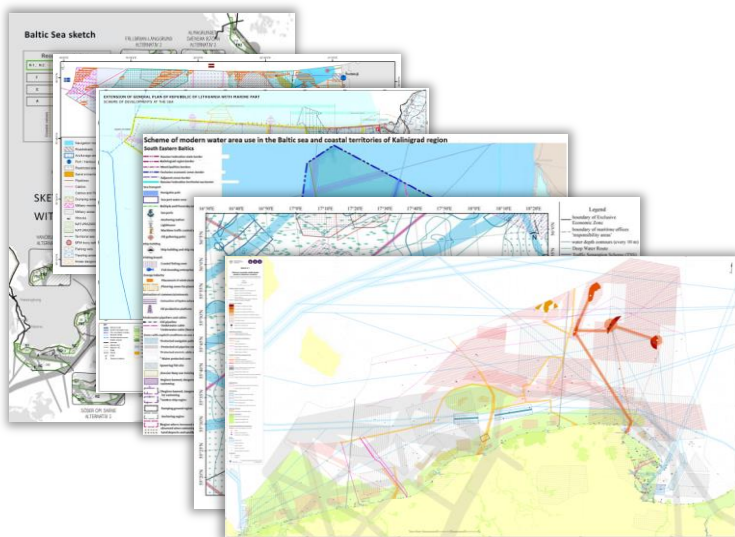
2b – Częściowa integracja i Niski rozwój MFW

Założenia

- Wszystkie projekty przyłączone do zbiorczych stacji morskich (również bliższe brzegu)
- MFW zintegrowane z interkonektorami
- 3 kable wyprowadzone na ląd

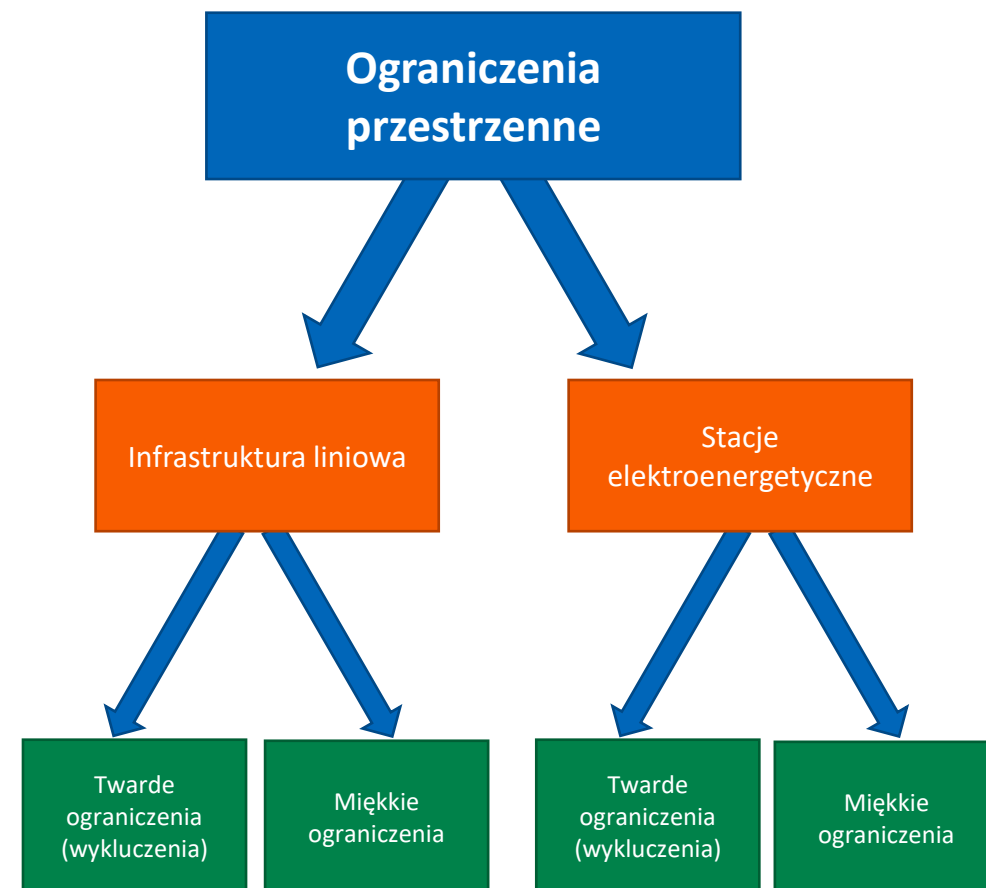


Analiza przestrzenna i wstępne wyniki



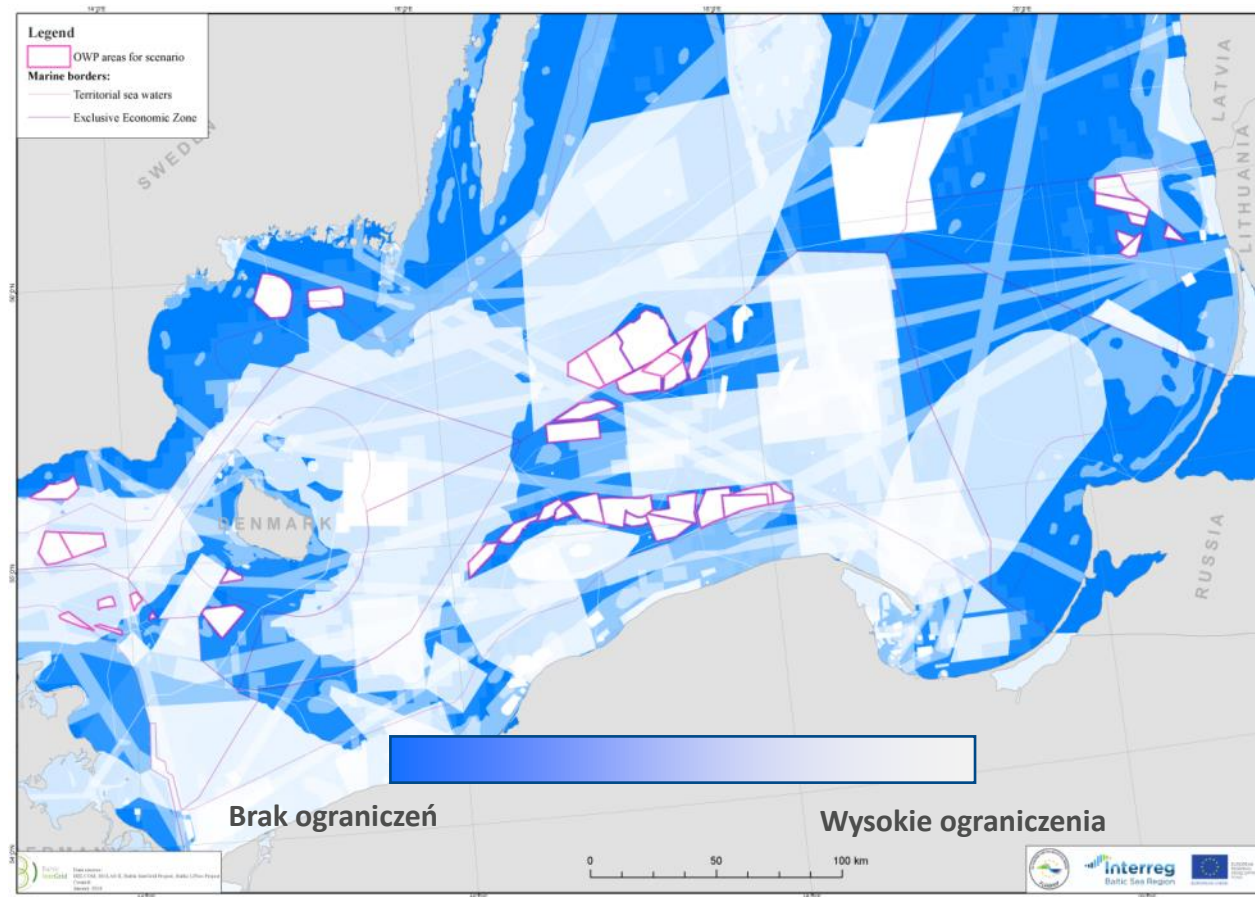
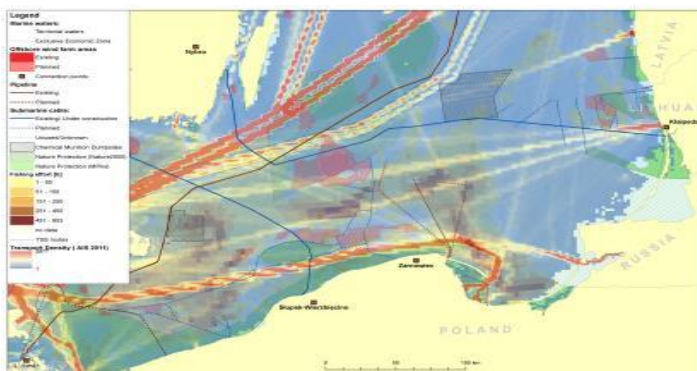
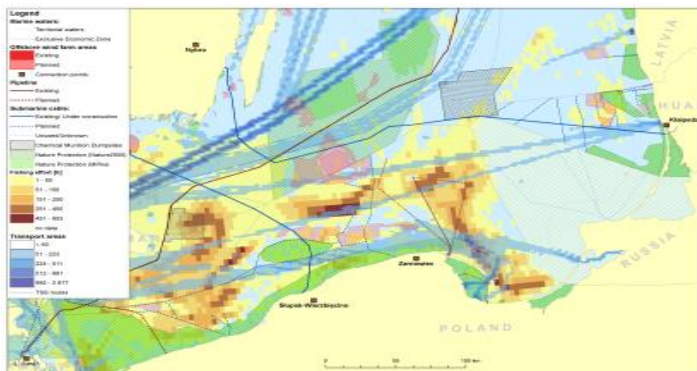
Uwarunkowania przestrzenne (grupy kryteriów):

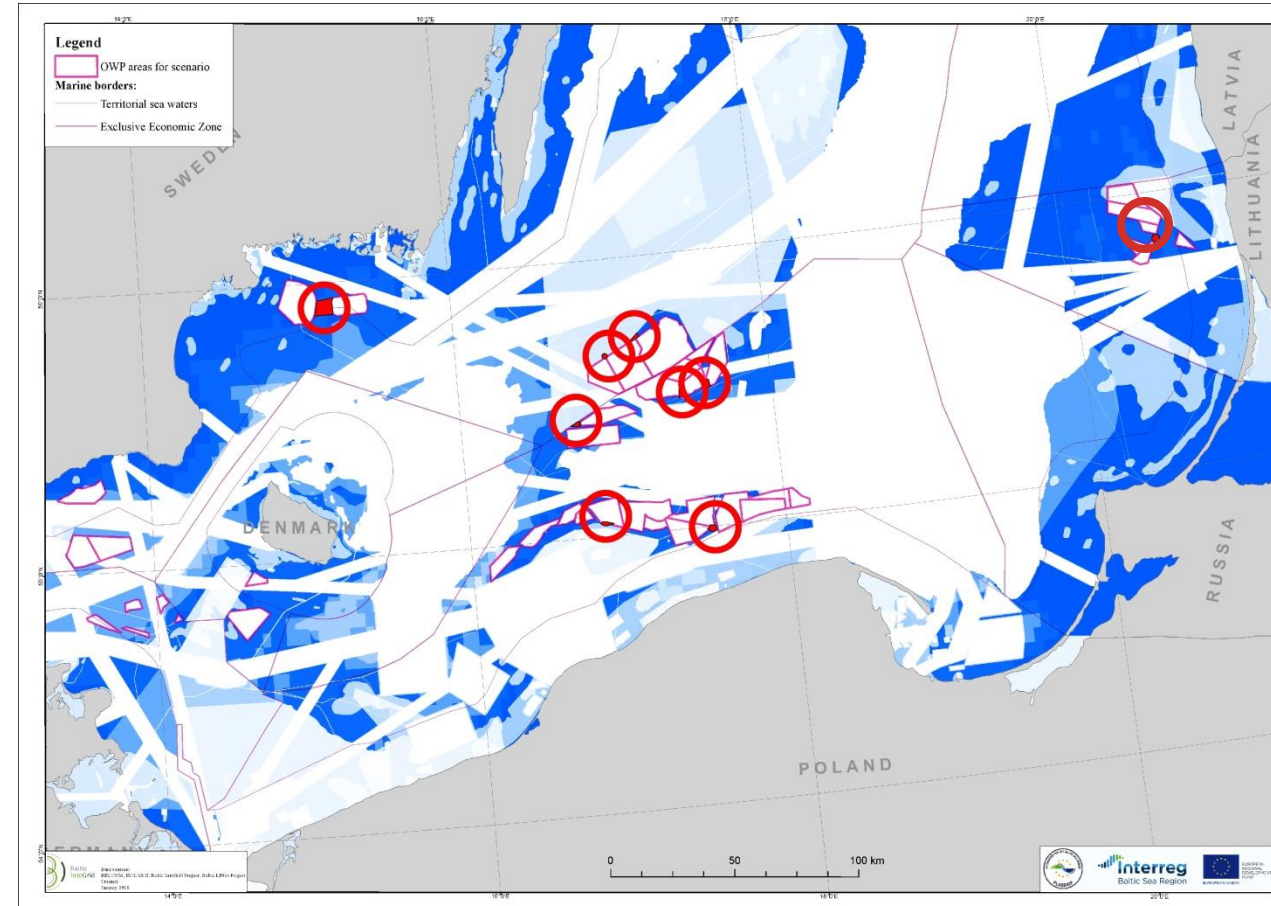
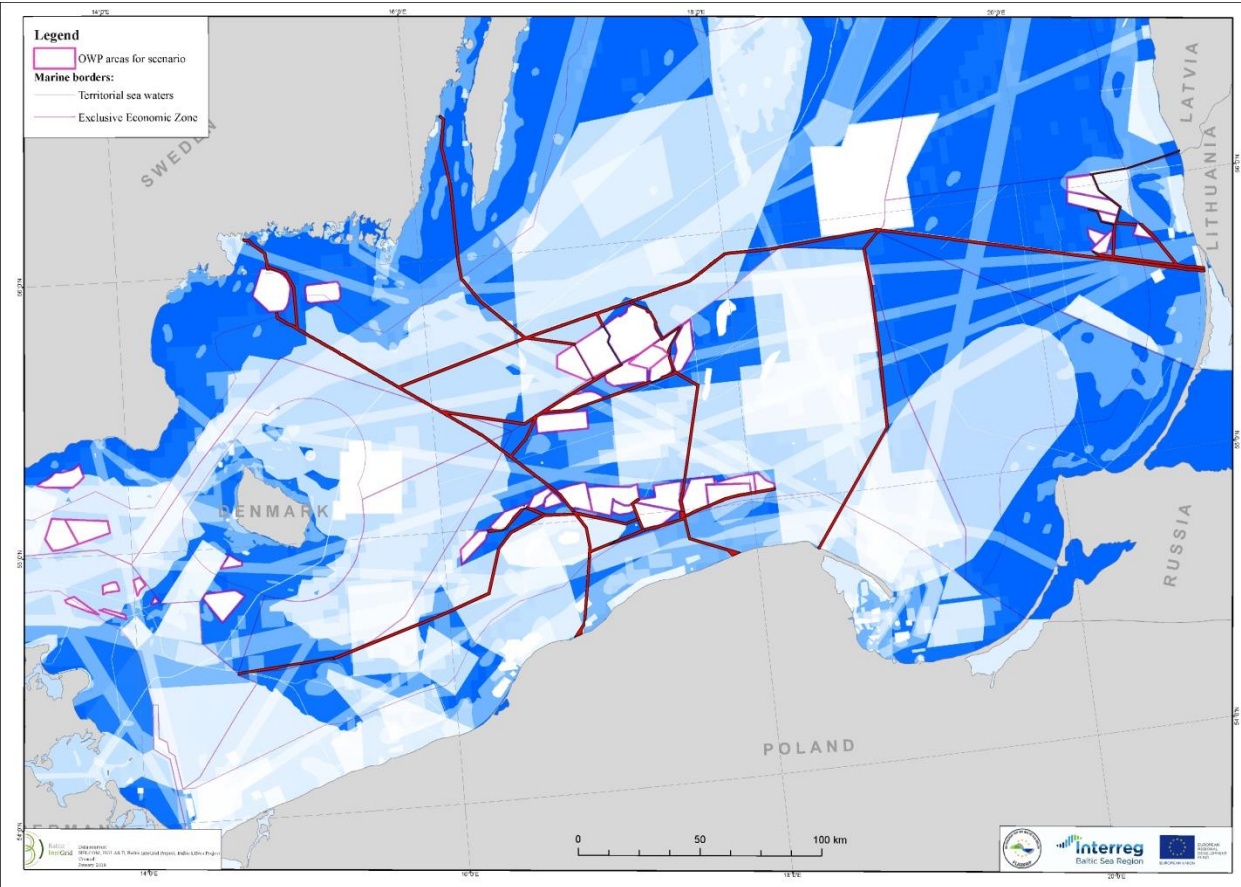
1. Istniejące konstrukcje
2. Infrastruktura liniowa
3. Trasy nawigacyjne
4. Obszary militarne
5. Złoża surowców/bszary perspektywiczne występowania złóż surowców
6. Obszary istotne z punktu widzenia rybołówstwa (łowiska, siedliska funkcjonalne np. tarliska)
7. Obszarowe formy ochrony przyrody
8. Obiekty archeologiczne
9. Głębokość, dno morskie



Analiza przestrzenna

Sposób prezentacji wyników





Analiza ekonomiczna

Analiza ekonomiczna

Porównanie wybranych scenariuszy



	Brak integracji /wysoki rozwój	Pełna integracja /wysoki rozwój	Różnica*
Stacje konwerterowe	14	17	+21 %
Długość kabli DC(km)	3 283	2 377	-27%
MFW w systemie DC (GW)	4.8	10.3	+114%
Lądowe stacje transformatorowe AC	15	0	-100 %
Długość kabli eksportowych AC (km)	1 072	353	-67 %

System Cost differences (without scenario specific costs) in 2015 bn €	2020	2025	2030	2035	2040	2045	sum
CS1: Low wind, no integration --> CS1: Low wind, partial integration	0.00	0.04	0.01	-1.16	-0.77	0.08	-1.80
CS1: Low wind, no integration --> CS1: Low wind, high integration	-0.01	0.00	-0.02	-1.06	-0.88	0.21	-1.76
CS1: High wind, no integration --> CS1: High wind, partial integration	0.00	0.02	-0.01	-2.82	-0.04	-0.05	-2.90
CS1: High wind, no integration --> CS1: High wind, high integration	0.00	0.03	-0.02	-2.81	-0.05	-0.06	-2.92
CS1: Low wind, partial integration --> CS1: Low wind, high integration	0.00	-0.04	-0.03	0.10	-0.12	0.14	0.05
CS1: High wind, partial integration --> CS1: High wind, high integration	0.00	0.01	0.00	0.01	-0.01	-0.02	-0.01



~3 mld EUR – potencjalne oszczędności kosztów systemowych w przypadku zintegrowanego po

WNIOSKI

1. Nie jest możliwe przyłączenie 5 GW MFW bez skoordynowanego podejścia, a 4 GW?
2. Rozwój MFW na poziomie większym niż 2-3 projektów wymagać będzie budowy sieci morskiej zarządzanej przez operatora sieci przemysłowej
3. Należy wskazać korytarze infrastrukturalne w PZPPOM oraz bramek transgranicznych
4. Połączenie Polska-Litwa możliwe bezpośrednio przez EEZ Rosji lub w połączeniu z MFW na ławicy środkowej przez EEZ Szwecji
5. Główne ograniczenia związane z warunkami wyjścia na ląd i poprowadzeniem w części lądowej
6. Możliwość wykorzystania stacji przekształtnikowych dla SAR

Dziękuję za uwagę.

Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej

ul. Bukowińska 24a/14

02-703 Warszawa

Telefon: +48 22 412 24 92 E-mail:

sekretariat@fnez.pl

Kontakt

Mariusz Wójcik

E-mail: mw@fnez.pl

Telefon: + 48 725 325 205