



# INSTYTUT ENERGETYKI

Instytut Badawczy

## ODDZIAŁ GDAŃSK

### Zakład Automatyki i Analiz Systemowych

ul. Mikołaja Reja 27 80-870 Gdańsk tel. (+48 58) 349-82-00 fax (+48 58) 341-76-85

KRS 0000088963 PN-EN ISO 9001:2009 Certyfikat 368/7/2015 w PCBC S.A.

Nr ewidencyjny: OG/20/18  
Nr wydania: 2  
Nr zadania: OGC-111/18  
Nr egzemplarza:

## Opinia ekspercka w zakresie budowy połączenia Polska-Szwecja-Litwa zintegrowanego z morskimi farmami wiatrowymi z uwzględnieniem uwarunkowań Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Autorzy:

mgr inż. Michał Bajor  
mgr inż. Bartosz Kędra  
mgr inż. Michał Kosmecki  
mgr inż. Piotr Ziołkowski

Sprawdzono  
pod względem formalnym: inż. Franciszek Głowacki  
Zatwierdzono  
pod względem merytorycznym: mgr inż. Bogdan Sobczak  
Akceptacja  
przez kierownika zakładu: mgr inż. Mariusz Mazur



Gdańsk, luty 2018

## 1 WSTĘP

Niniejszy dokument zawiera opinię na temat możliwości budowy połączenia morskiego Polska-Szwecja-Litwa zintegrowanego z morskimi farmami wiatrowymi w kontekście przyłączenia nowych połączeń transgranicznych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Opinię opracowano na podstawie ogólnie dostępnych danych, w szczególności publikowanych przez polskiego Operatora Sieci Przesyłowej, PSE S.A.

Praca została wykonana na zlecenie Fundacji na rzecz Energetyki Zrównoważonej (FNEZ), na podstawie umowy z dnia 4 stycznia 2018. FNEZ zleciła pracę w ramach projektu Baltic InteGrid współfinansowanego ze środków Unii Europejskiej, z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, w ramach programu Interreg Baltic Sea Region 2014-2020.

Niniejsza opinia nie jest ekspertyzą wpływu przyłączenia analizowanych połączeń transgranicznych na pracę i parametry Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i nie przesądza o możliwości lub braku możliwości przyłączenia tych obiektów do sieci.

Wybrane stosowane w opracowaniu skróty:

PSE	– Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.;
KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny;
FW	– farma wiatrowa;
MFW	– morska farma wiatrowa;
NN	– napięcia powyżej 110 kV (najwyższe napięcia);
AC	– napięcie przemiennie (Alternating Current);
HVDC	– przesył prądu stałego na wysokim napięciu (High Voltage Direct Current);
BtB	– stacja przekształtnikowa prądu stałego back-to-back.

## Streszczenie

Niniejsze opracowanie zawiera opinię ekspercką w zakresie budowy połączenia transgranicznego Polska-Szwecja (z możliwym uwzględnieniem Litwy) oraz jego integracji z morskimi farmami wiatrowymi zlokalizowanym na Morzu Bałtyckim. Treść opinii podzielono na pięć rozdziałów, spośród których pierwszy rozdział zawiera wstępne informacje, natomiast rozdział piąty zawiera zakres wymaganych dalszych analiz w celu potwierdzenia zasadności realizacji połączenia Polska-Szwecja-Litwa zintegrowanego z MFW.

W rozdziale 2 przedstawiono uwarunkowania techniczne realizacji międzysystemowych połączeń morskich. Na podstawie analizy danych związanych z rozważanym połączeniem stwierdzono, iż realizacja połączenia międzysystemowego będzie wymagała zastosowania technologii HVDC natomiast realizacja połączenia linią/liniami AC jest technicznie niewskazana.

Dokonano także opisu i charakterystyki dwóch stosowanych technologii w ramach HVDC tj. LCC HVDC oraz VSC HVDC. W przypadku podjęcia decyzji o realizacji połączeń transgranicznych w kształcie gwiazdy z przyłączeniem MFW w punkcie centralnym gwiazdy niezbędne jest zastosowanie droższej technologii VSC HVDC. Tańsza technologia LCC HVDC może zostać zastosowana do budowy równoległego (łączącego dwa ramiona gwiazdy) połączenia transgranicznego o wyższych parametrach mocowych, niedostępnych dla VSC HVDC, oraz przy znacznie niższej cenie inwestycji.

Rozdział 3 został poświęcony omówieniu wpływu powstania połączeń transgranicznych zintegrowanych z MFW na KSE w kontekście planu rozwoju sieci przesyłowej oraz dostępnych mocy przyłączeniowych wyznaczanych i publikowanych przez PSE. Według PSE dostępne moce przyłączeniowe dla generacji w północnej części sieci przesyłowej KSE są w przeciągu najbliższych pięciu lat zerowe. Uwzględniając jednak założenia przyjmowane do analiz przez PSE, uwarunkowania związane z realizacją projektów energetyki wiatrowej na lądzie, a także informacje publikowane przez OSP w innych dokumentach (szczególnie planach rozwoju sieci przesyłowej), uzasadnione jest przyjęcie założenia, że wartości tych mocy będą znacznie wyższe, co pozwala na rozważanie budowy połączenia transgranicznego. Omówiono również zakres planowanych inwestycji w sieci przesyłowej, którego realizacja jest koniecznym warunkiem dla możliwości realizacji interkonektora czy ogólnie kolejnych projektów MFW na Bałtyku.

W rozdziale 4 przedstawiono rozważania związane z wpływem powstania rozważanych połączeń transgranicznych zintegrowanych z MFW na wymianę międzynarodową KSE. Zwrócono uwagę na wysoki stopień odizolowania KSE od systemów sąsiednich oraz bardzo niskie wartości możliwości handlowych. Przywołane zostały wyznaczone przez Unię Europejską cele związane z integracją europejskiego rynku energii. Wnioskiem przedstawionym w rozdziale jest pozytywny wpływ realizacji przedmiotowych połączeń transgranicznych na możliwości wymiany transgranicznej oraz realizację celów wyznaczonych na lata 2020 oraz 2030 dotyczące możliwości importu/eksportu odpowiednio 10% i 15% krajowej produkcji energii.

## 2 UWARUNKOWANIA TECHNICZNE REALIZACJI MIĘDZYSYSTEMOWYCH POŁĄCZEŃ MORSKICH

### 2.1 Charakterystyka dostępnych technologii

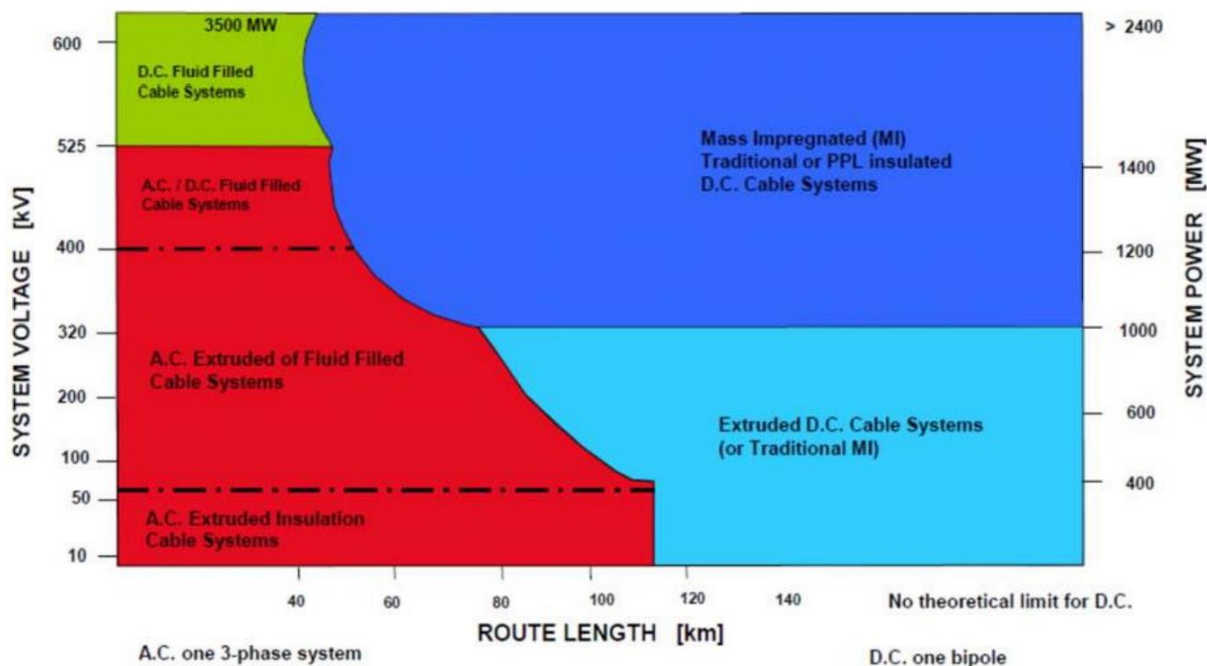
Połączenia międzysystemowe w przeważającej większości wykonywane są przy wykorzystaniu technologii przesyłu prądu stałego na wysokim napięciu (HVDC), która z uwagi na kryteria wykluczające technologię przesyłu energii liniami kablowymi na napięciu przemiennym (AC lub HVAC) jest jedynym dostępnym rozwiązaniem. Do najważniejszych czynników wykluczających połączenia AC należy zaliczyć:

1. Pracę asynchroniczną łączonych systemów – połączenia AC mają zastosowanie wyłącznie w połączeniach synchronicznych. W skrajnych przypadkach połączenie jest prowadzone linią kablową AC, natomiast przyłączenie do drugiego systemu jest wykonywane za pośrednictwem układu back-to-back (BtB), będącego zestawieniem dwóch przekształtników z pośredniczącym obwodem prądu stałego. Takie rozwiązanie zastosowano w projekcie Kriegers Flak, gdzie po stronie niemieckiej kable podmorskie z MFW zostały przyłączone do niemieckiego systemu przesyłowego poprzez stację BtB. W większości przypadków połączenia są jednak wykonywane za pośrednictwem układów HVDC, które dzięki zastosowaniu obwodu prądu stałego nie wymagają wzajemnej synchronizacji łączonych systemów, jak to ma miejsce w przypadku połączenia SwePol pomiędzy Polską (system ENTSO-E CE) a Szwecją (system Nordel) czy połączenia NordBalt pomiędzy Litwą (system BALTSO) i Szwecją.
2. Długość połączenia – jeden z dwóch czynników rozgraniczających zastosowanie technologii DC i AC w przypadku przyłączania MFW do systemu lub połączeń systemów synchronicznych. Przyjmuje się, że graniczną długością połączenia AC jest ok. 80-110 km, a wartość graniczna zależy od kolejnych czynników (moc znamionowa połączenia, napięcie). Ograniczenie to wynika z faktu, iż nieobciążone kable generują duże ilości mocy biernej i przyczyniają się do wzrostu napięcia w obrębie połączenia, z kolei obciążone kable mogą wymagać dostarczenia mocy biernej. Aby temu sprostać instaluje się urządzenia kompensacji mocy biernej, które pozwalają sprowadzić napięcie po obu stronach kabla do właściwego poziomu, niemniej problem zbyt wysokiego napięcia wewnątrz kabla pozostaje. Negatywnym skutkiem ubocznym instalowania urządzeń do kompensacji mocy biernej jest zwiększone ryzyko powstania rezonansu elektrycznego pomiędzy instalacją kablową połączenia a urządzeniem i siecią zewnętrzną.  
Z kryterium tego wynika, że jedyną opcją dostępną dla rozważanego połączenia pomiędzy Szwecją a Polską jest technologia HVDC.
3. Moc znamionową połączenia – drugi czynnik rozgraniczający ściśle powiązany z długością połączenia. Im wyższa moc, tym mniejsza jest odległość przy której może być zastosowana technologia AC. Moc znamionowa połączenia technicznie przekłada się na kolejny czynnik - napięcie połączenia.

Napięcie połączenia – celem ograniczenia strat przesyłowych zostanie zastosowane tym wyższe, im wyższa jest zakładana moc połączenia. Dostępnych jest kilka standardowych rodzajów kabli AC projektowanych na typowe napięcia przemiennie (230 kV, 320 kV, 400 kV, 525 kV, itp.) jednak im wyższe napięcie, tym większa potrzeba kompensacji mocy biernej, z uwagi na większą pojemność linii kablowej. Stąd wynika limit dla zastosowania połączenia AC w funkcji mocy/napięcia kabla. Przykładowe porównanie zakresu zastosowań kabli AC i układów przesyłowych prądu stałego dla różnych poziomów mocy (napięć) i długości

połączeń przedstawiono na rysunku 2.1.

Również z tego kryterium wynika, że dla mocy znamionowych powyżej 1 GW przy założonej odległości większej niż 80 km jedyną możliwością jest zastosowanie układów HVDC.



Rysunek 2.1 Porównanie zakresu zastosowania technologii HVDC (obszar niebieski/zielony) i HVAC (obszar czerwony dla różnego poziomu mocy i odległości połączenia, źródło: CIGRE Raport nr 713 „Designing HVDC grids for optimal reliability and availability performance”

Z powyższego zestawienia wynika, że koncepcja postępującej integracji systemów elektroenergetycznych w rejonie Morza Bałtyckiego może być realizowana wyłącznie przy zastosowaniu układów HVDC, czego przykładem są istniejące połączenia. W samych układach HVDC wiodące są dwa rozwiązania techniczne, różniące się znacznie pod względem sposobu działania i funkcjonalności, tj. łącza prądu stałego oparte o przekształtniki tyrystorowe (nazywane również łączami LCC HVDC) oraz łącza prądu stałego oparte o przekształtniki tranzystorowe (nazywane również łączami VSC HVDC). Porównanie obu technologii zawarto w tabeli poniżej.

Parametr	Układy tyrystorowe (LCC HVDC)	Układy tranzystorowe (VSC HVDC)
<b>Dojrzałość technologiczna</b>	Ugruntowana technologia – pierwszy układ przesyłowy uruchomiony w 1954 r.	Relatywnie nowa technologia – pierwszy układ przesyłowy uruchomiony w 1997 r.
<b>Parametry znamionowe osiągalne obecnie</b>	800 kV, 2200 km, 8000 MW	320 kV, 450 km, 1000 MW
<b>Parametry znamionowe osiągalne wkrótce (na podstawie instalacji projektowanych)</b>	1100 kV, 3300 km, 10 GW	525 kV, 730 km, 1400 MW
<b>Możliwość zastosowania dla połączeń MFW</b>	W praktyce brak takiej możliwości, gdyż układy te potrzebują źródeł napięcia po obu stronach, co w przypadku stacji morskiej stwarza wiele problemów technicznych.	Układy VSC HVDC potrzebują źródła napięcia po jednej stronie i mają możliwość zasilenia drugiej strony poprzez wytworzenie tam napięcia przemiennego o regulowanej

		częstotliwości. Nadają się zatem do przyłączenia MFW.
<b>Ograniczenia systemowe</b>	Dla prawidłowej pracy tych układów ważna jest wysoka moc zwarciowa w stacjach przekształtnikowych po obu stronach łącza. Moc zwarciowa opisuje sztywność systemu, czyli jego podatność napięciową. Ważny jest stosunek mocy zwarciowej do mocy znamionowej układu HVDC opisywany akronimem SCR (short circuit ratio). Przyjmuje się, że dla $SCR < 3$ system jest słaby.	Moc zwarciowa może być niewielka lub system może być pasywny, jak w przypadku przyłączy dla MFW.
<b>Podatność na zakłócenia w systemie AC</b>	Duża, tym większa im mniejsza jest wartość współczynnika SCR. Zaburzenia w sieci AC szczególnie łatwo zakłócają pracę falownika (import energii do systemu), wówczas nawet niewielkie zmiany napięcia mogą doprowadzić do przerw w przesyłce mocy, przy czym układy mają zdolność do samoczynnego powrotu do pracy w czasie mniejszym niż 1 s.	Mała, nawet poważne zaburzenia rzadko kiedy prowadzą do całkowitego zatrzymania transferu. Typowo jakaś część energii jest wciąż przesyłana, a powrót do pracy z mocą sprzed zaburzenia następuje bardzo szybko.
<b>Wsparcie dla systemu AC</b>	W praktyce brak możliwości regulacji napięcia lub mocy biernej w stacjach przekształtnikowych.	Łatwa i dokładna regulacja napięcia w stacjach przekształtnikowych.
<b>Straty energii</b>	Niewielkie, na ustalonym poziomie.	Większe niż w układach LCC, ale na skutek ciągłego rozwoju technologii sukcesywnie maleją i zbliżają się do poziomu porównywalnego ze stratami w układach LCC.
<b>Możliwość black-start</b>	Brak – do pracy wymagają zewnętrznego źródła zasilania.	Umożliwiają black-start, gdyż same mogą stanowić źródło napięcia i mocy po jednej stronie łącza.
<b>Możliwości konfiguracji</b>	Obecnie technologia LCC HVDC ma zastosowanie głównie w konfiguracjach punkt-punkt, choć istnieje kilka instalacji typu multi-terminal.	Układy te umożliwiają tworzenie rozległych, wielogłębiowych sieci, tzw. sieci DC.

## 2.2 Wybór technologii dla analizowanego połączenia

Biorąc pod uwagę cechy dostępnych technologii przedstawione w poprzednim punkcie, jedynie technologia VSC HVDC nadaje się do realizacji połączenia Szwecja-Polska-Litwa w kształcie gwiazdy, z możliwością przyłączenia MFW w punkcie styku poszczególnych odnóg. Decyduje o tym liczba integrowanych systemów oraz fakt, iż połączenie ma umożliwić jednoczesny przesył energii z MFW, jak również fakt, iż zakładany jest dowolny kierunek przesyłu mocy w tym układzie.

W przypadku odstępstwa od któregoś z tych wymagań – przykładowo poprzez założenie, że jedna z odnóg byłaby przeznaczona do transferu energii wyłącznie w jednym kierunku, można w rozważaniu włączyć technologię LCC HVDC, której przewagą jest m. in. niższa cena. Połączenia w tej technologii miałyby również rację bytu w przypadku, gdyby któreś z nich miało mieć dużą moc znamionową. Taki przykład stanowią układy EstLink 1 i 2 pomiędzy Finlandią a Estonią. Układ

EstLink 1, oddany do użytku w roku 2006, został wykonany w technologii VSC HVDC i oferuje wszystkie funkcje opisane w powyższej tabeli, przy czym jego moc znamionowa jest relatywnie nieduża (350 MW). Chcąc zwiększyć moc interkonektora, głównie z przyczyn handlowych, zdecydowano się uruchomić kolejne połączenie HVDC, tym razem wykorzystując mniej elastyczną technologię LCC HVDC, jednak o niższej cenie w przeliczeniu na 1 megawat obciążalności i 1 km długości – układ EstLink 2 o mocy 650 MW oddany do użytku w 2014 roku. Na tej samej zasadzie można utworzyć połączenie w technologii LCC HVDC biegnące równolegle do połączenia pomiędzy dwoma ramionami gwiazdy.

Uwarunkowania techniczne dla połączeń międzysystemowych oprócz uwzględniania charakterystyki samego połączenia obejmują także wymagania i uwarunkowania systemowe po obu stronach połączenia. Jak wspomniano wcześniej, jednym z najistotniejszych systemowych parametrów warunkujących zasadność wykorzystania technologii LCC HVDC jest wartość współczynnika SCR w miejscu przyłączenia połączenia do systemu. W tzw. słabych lokalizacjach, poprawna praca układu LCC HVDC może być utrudniona. Co więcej, wpływ takiego układu na słaby system jest zdecydowanie większy i bardziej widoczny niż w przypadku lokalizacji charakteryzujących się wysoką wartością współczynnika SCR. Możliwa jest wówczas propagacja zakłóceń z układu LCC HVDC na system AC i wzajemna niekorzystna interakcja, prowadząca do niestabilności. Układy VSC HVDC nie tylko pozbawione są tego typu ograniczeń, ale również umożliwiają poprawę warunków pracy systemu AC poprzez kompensację mocy biernej lub regulację napięcia w miejscu przyłączenia. Opcja ta wykorzystywana jest przykładowo przez przekształtnik układu NordBalt w Kłajpedzie, gdzie dostarcza on do systemu moc bierną w przedziale  $\pm 250$  MVar, tym samym aktywnie przyczyniając się do poprawy warunków napięciowych w okolicznej sieci przesyłowej.

Należy również zwrócić uwagę na sąsiedztwo lokalizacji wybranej pod stację przekształtnikową takiego układu przesyłowego. W kontekście KSE w obszarze Polski północnej istotne są takie uwarunkowania jak: praca obecnego układu przesyłowego LCC HVDC w stacji Słupsk Wierzbęcino, działanie licznych farm wiatrowych przyłączonych do sieci NN i WN, praca elektrowni szczytowo-pompowej Żarnowiec oraz przyszłe inwestycje w morskie farmy wiatrowe i ew. elektrownię jądrową. Wpływ powyższych obiektów na możliwość realizacji kolejnego połączenia można pokrótce scharakteryzować w następujący sposób:

- Układ SwePol Link – układ ten wykonany został w technologii LCC HVDC i pomimo relatywnie wysokich wartości współczynnika SCR doświadcza systematycznie zakłóceń prowadzących do powstania tzw. przewrotów komutacyjnych, czyli chwilowego zatrzymania przesyłu mocy łączem i blokady jego przekształtników. W przypadku powstania kolejnego układu LCC HVDC przyłączonego do okolicznej sieci NN możliwe jest wzajemne negatywne oddziaływanie jednego układu na drugi, a w skrajnych przypadkach tzw. propagacja przewrotów komutacyjnych, czyli przenoszenie się zakłóceń z jednego układu na drugi za pośrednictwem systemu AC. Nie jest to konfiguracja niespotykana w świecie - wręcz przeciwnie - jednak należy się liczyć z takim ryzykiem. Gdyby natomiast drugi układ miał być wykonany w technologii VSC HVDC, należałoby się wówczas spodziewać poprawy warunków pracy okolicznej sieci, w tym i warunków napięciowych w stacji Słupsk Wierzbęcino.
- Istniejące farmy wiatrowe – wpływają na system AC na wiele sposobów. Przede wszystkim stanowią zmienne źródło mocy czynnej, za czym idzie zmienność mocy biernej pobieranej lub oddawanej w punktach przyłączenia farm wiatrowych do systemu. To z kolei wpływa na warunki napięciowe, jak również wprowadza zakłócenia na poziomie harmonicznych napięcia i prądu. Farmy wiatrowe nie wnoszą mocy zwarciowej do systemu, zatem wzrost

ich liczby i towarzyszący temu spadek konwencjonalnych źródeł wytwarzania powoduje zmniejszenie mocy zwarciowej w systemie, a zatem pogorszenie warunków dla przyłączenia układu LCC HVDC. Instalacje kablowe farm wiatrowych mogą być także źródłem rezonansów w systemie AC.

- El. Żarnowiec i przyszła el. jądrowa – oba obiekty są źródłem mocy zwarciowej i mocy biernej, zatem wpływają na znaczną poprawę warunków pracy systemu AC, a tym samym i warunków przyłączeniowych dla łącza LCC HVDC. Z drugiej strony duża liczba źródeł wytwórczych w obszarze północnej Polski może prowadzić do problemów z wyprowadzeniem mocy na południe kraju. Budowa nowych linii przesyłowych wysokiego i najwyższego napięcia to jeden z głównych problemów na drodze do integracji nowych źródeł wytwórczych (jak i korytarzy przesyłowych) w tym obszarze (więcej informacji w rozdziale 3).
- Morskie farmy wiatrowe – oprócz problemów z wyprowadzeniem mocy, MFW przyłączone poprzez długie linie kablowe AC będą przyczyniały się do pogorszenia warunków napięciowych i rezonansowych w systemie. Pojemność kabli będzie musiała być skompensowana odpowiednimi urządzeniami do kompensacji mocy biernej statycznej lub dynamicznej. To z kolei prowadzi do powstania skomplikowanych układów rezonansowych RLC oraz do przesunięcia częstotliwości rezonansowych w kierunku podstawowej harmonicznej. Jeśli punkty przyłączenia tych instalacji będą w pobliżu stacji przekształtnikowych układów LCC HVDC, również wyposażonych w urządzenia do kompensacji mocy biernej, należy się spodziewać utrudnionych warunków funkcjonowania tychże instalacji.

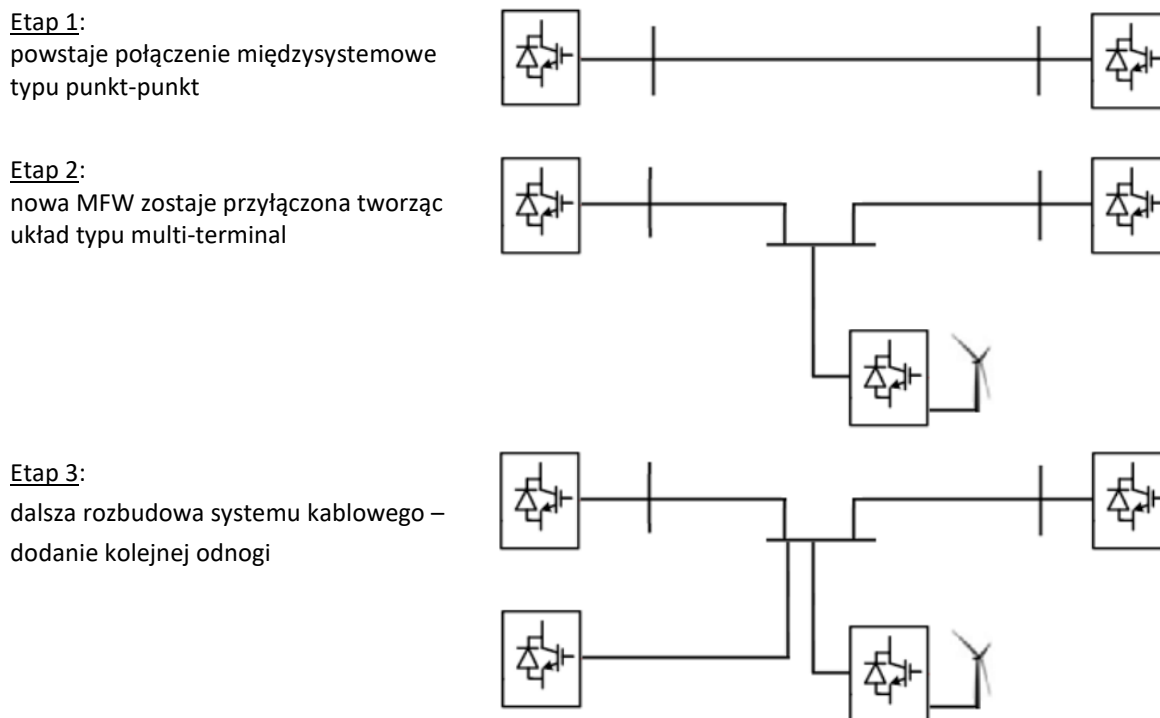
W wyborze odpowiedniej technologii przyłączeniowej decydujący głos będzie miał OSP, który bierze wszystkie powyższe czynniki pod uwagę i dzięki wykonywaniu stosownych analiz jest w stanie prawidłowo ocenić możliwości przyłączeniowe w określonych lokalizacjach systemu przesyłowego. Znajdują one odzwierciedlenie w późniejszej specyfikacji przetargowej dla nowego układu przesyłowego.

### 2.3 Czynniki warunkujące możliwość realizacji projektu

Mało prawdopodobne jest, aby połączenie Szwecja – Polska – Litwa powstało od razu w docelowym kształcie. Biorąc pod uwagę fakt, iż byłoby to połączenie po raz pierwszy łączące trzy systemy w jednym projekcie, a do tego integrujące MFW, należy się spodziewać wieloletniego kosztownego procesu inwestycyjnego, w którym będzie brało udział wielu udziałowców. Co więcej, ramy legislacyjne, jak i systemy wsparcia dla instalacji MFW są różne w poszczególnych krajach, dlatego bardziej prawdopodobne i ekonomicznie uzasadnione jest to, że projekt będzie powstał etapami. Przykładowy scenariusz rozwojowy takiego projektu przedstawiono na rysunku 2.2.

Jako pierwszy etap takiego projektu może powstać kolejne połączenie międzysystemowe. W drugim etapie do istniejącego połączenia międzysystemowego przyłączana jest morska farma wiatrowa. Platforma morska dla stacji transformatorowej i przekształtnikowej tego połączenia powinna uwzględniać ewentualne przyszłe potrzeby przyłączeniowe, np. w postaci kolejnego układu HVDC wybudowanego w ramach etapu 3. Potrzeby te w szczególności obejmują wyłączniki DC, które nie mają zastosowania w przypadku pojedynczego połączenia kablowego typu punkt-punkt, natomiast znacząco poprawiają niezawodność całego systemu przy wzroście liczby połączeń. Wówczas w wyniku zakłócenia odcięta zostaje jedynie ta gałąź sieci, która uległa zniszczeniu, a pozostała część sieci DC może pracować bez przeszkód.





Rysunek 2.2 Etapy rozwoju projektu połączenia międzysystemowego zintegrowanego z MFW

Na chwilę obecną najważniejszym czynnikiem ryzyka w tego typu projektach jest niepewność związana z możliwością wykorzystania wyłączników HVDC. Nie uruchomiono bowiem do tej pory ani jednego układu przesyłowego prądu stałego z wyłącznikami DC. Co więcej, technologia wyłączników DC nie wyszła jeszcze poza sferę testów laboratoryjnych i demonstracji o niewielkiej mocy. Doświadczenia z eksploatacji tego typu układów byłyby szczególnie cenne, gdyż wymagania stawiane tym układom dotyczące czasu zadziałania i wartości wyłączonego prądu są niezwykle rygorystyczne. Na podstawie symulacji stwierdzono, że czas wyłączenia prądu zwarciovego w sieci DC musi być nie dłuższy niż ok. 5 ms, w przeciwnym wypadku amplituda prądu osiągnie wartość niewyłączalną przez wyłącznik i cała sieć zostanie odłączona przez inne zabezpieczenia. Obecnie jeden producent ma w swojej ofercie wyłącznik DC, jednak produkt ten nie doczekał się jeszcze komercyjnego zastosowania.

Czynnikiem, który niewątpliwie działa na korzyść rozwoju omawianego projektu i jemu podobnych jest działanie podjęte przez stowarzyszenie operatorów systemów przesyłowych w Europie ENTSO-E, które narzuca na operatorów systemów przesyłowych, jak i na inwestorów i właścicieli przyszłych instalacji przyłączeniowych morskich farm wiatrowych i połączeń międzysystemowych spełnienie wymagań technicznych ściśle określonych w tzw. kodeksach sieciowych (ang. network codes). Wymagania tam zawarte opisane są głównie w sposób funkcjonalny, niemniej wynika z nich jaki jest możliwy sposób przyłączenia dla poszczególnych rodzajów instalacji, co harmonizuje i upraszcza realizację projektów międzysystemowych i służących wielu celom.

### **3 ANALIZA WSPÓŁPRACY POŁĄCZEŃ TRANSGRANICZNYCH Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ KSE**

#### **3.1 Uwarunkowania związane z przyłączeniami nowych źródeł**

Z punktu widzenia warunków pracy KSE, nowe połączenia transgraniczne powiązane z MFW można traktować jako nowe źródła generacyjne o mocy kilku gigawatów.

O możliwościach przyłączenia do sieci elektroenergetycznej nowych źródeł energii, w szczególności odnawialnych, decydują dwa podstawowe czynniki:

- sieciowy – polegający na ocenie warunków pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej na napięciu 110 kV w zakresie wystąpienia przeciążeń linii w normalnych i awaryjnych ( $n-1$ ) stanach pracy sieci elektroenergetycznej. Należy przy tym podkreślić, że w ekspertyzach przyłączeniowych wykonywanych dla obiektów planowanych do przyłączenia na tych poziomach napięcia zakłada się do celów tych obliczeń pracę generacji wiatrowej na poziomie 90%/100% mocy znamionowej;
- bilansowy – polegający na ocenie możliwości zbilansowania KSE przez OSP, tj. zachowania równowagi zapotrzebowania na moc elektryczną z dostawami tej mocy. Kryterium bilansowania jest jak dotychczas wykorzystywane jedynie dla farm wiatrowych.

Z uwagi na swój charakter, analizowane połączenie transgraniczne będzie zwiększało możliwości bilansowania KSE, więc o możliwości jego integracji z systemem będzie decydować głównie czynnik sieciowy.

Generacja związana z rozważanymi w niniejszym opracowaniu połączeniami transgranicznymi charakteryzuje się bardzo dużą mocą znamionową (rzędu kilku GW). Dlatego też w celu oceny możliwości przyłączeniowych tej generacji przeanalizowano sytuację w całej sieci przesyłowej KSE, ze szczególnym uwzględnieniem północnej części kraju oraz udostępnianych przez PSE informacji dotyczących wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej do sieci przesyłowej (opracowanych przez Departament Rozwoju Systemu PSE, wg stanu na dzień 30 listopada 2017 roku). Ze względu na fakt, że analizowane interkonektory, niezależnie od technologii wykonania, będą przyłączone do sieci najwyższych napięć, w poniższych rozważaniach nie uwzględniono analogicznych danych publikowanych przez Operatorów Sieci Dystrybucyjnej dla sieci 110 kV.

Należy podkreślić, że wyznaczone i publikowane wartości dostępnych mocy przyłączeniowych należy traktować jako szacunkowe. W związku z tym, zgodnie z ust. 8e ustawy - Prawo Energetyczne – dla jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej powyżej 2 MW ubiegających się o przyłączenie do sieci, konieczne jest wykonywanie ekspertyzy wpływu przyłączenia źródła na pracę i parametry Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Ekspertyza pozwala w sposób bardziej miarodajny określić możliwości przyłączenia danego źródła do sieci - zarówno w sytuacji, gdy jego moc jest mniejsza od wskazanej dostępnej mocy przyłączeniowej dla danej grupy węzłów, jak i wówczas, gdy tę wartość przekracza.

#### **3.2 Wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej do sieci przesyłowej**

Operator sieci przesyłowej (PSE S.A.) zgodnie z obowiązującymi przepisami publikuje informacje dotyczące, między innymi, wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej dla stacji elektroenergetycznych lub ich grup, wchodzących w skład sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV. Dane podawane przez PSE dotyczą w zasadzie jedynie energetyki odnawialnej,

a w szczególności energetyki wiatrowej. PSE podaje do publicznej wiadomości dostępne moce przyłączeniowe, przy określaniu których uwzględnia:

- ocenę możliwości przyłączenia źródeł wiatrowych ze względu na bilansowanie mocy w KSE,
- obecną strukturę źródeł wytwórczych w KSE,
- planowane trwałe odstawienia konwencjonalnych jednostek wytwórczych,
- określone przez PSE S.A. warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej źródeł wytwórczych (a więc m. in. uwzględniane jest przyłączenie do KSE i praca dwóch MFW o łącznej mocy ponad 2 GW, które posiadają już umowy przyłączenia do sieci),
- plany rozwoju sieci przesyłowej z uwzględnieniem możliwości rozbudowy poszczególnych węzłów,
- określone przez spółki dystrybucyjne warunki przyłączenia do sieci 110 kV dla farm wiatrowych.

Nie są więc uwzględniane obiekty nieposiadające wydanych warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w szczególności np. rozważana elektrownia jądrowa, wspomniana m. in. w projekcie Planu rozwoju sieci przesyłowej na lata 2018-2027.

Dostępne moce przyłączeniowe zostały podane dla roku 2017 i 2022, zarówno z pominięciem warunków przyłączenia do sieci 110 kV, określonych przez spółki dystrybucyjne (wówczas są to wstępne moce dostępne, które uwzględniają tylko uwarunkowania obejmujące sieć przesyłową; są to potencjalne wielkości mocy, jakie mogą zostać przyłączone do sieci przesyłowej w przypadku braku rozwoju energetyki wiatrowej w sieci o napięciu 110 kV i niższym), jak i z uwzględnieniem uwarunkowań całego KSE (w tym wszystkich warunków przyłączenia określonych dla farm wiatrowych w Polsce na wszystkich poziomach napięcia).

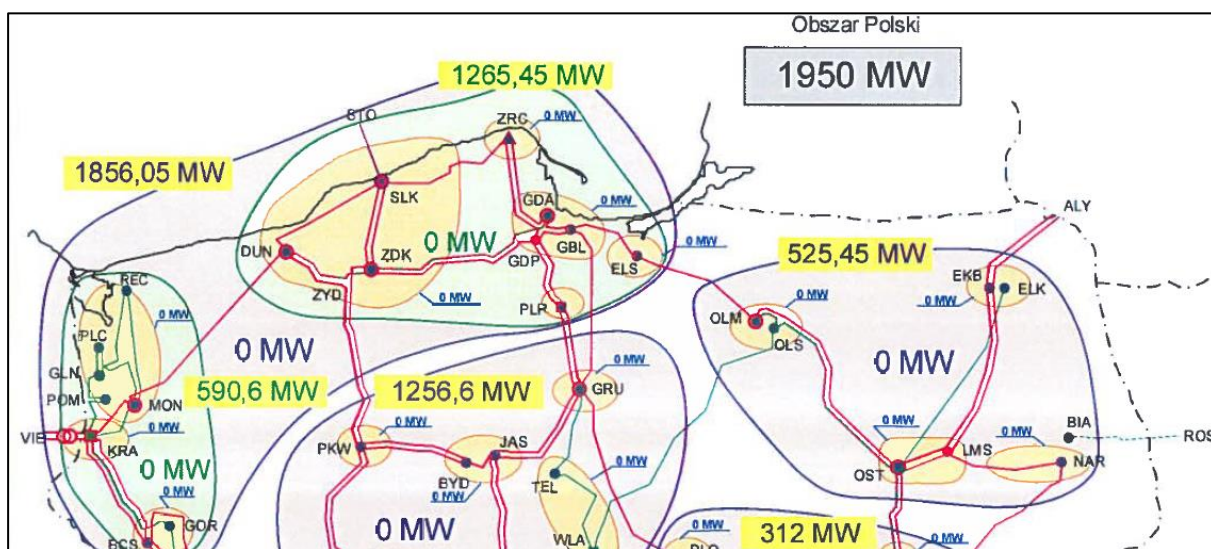
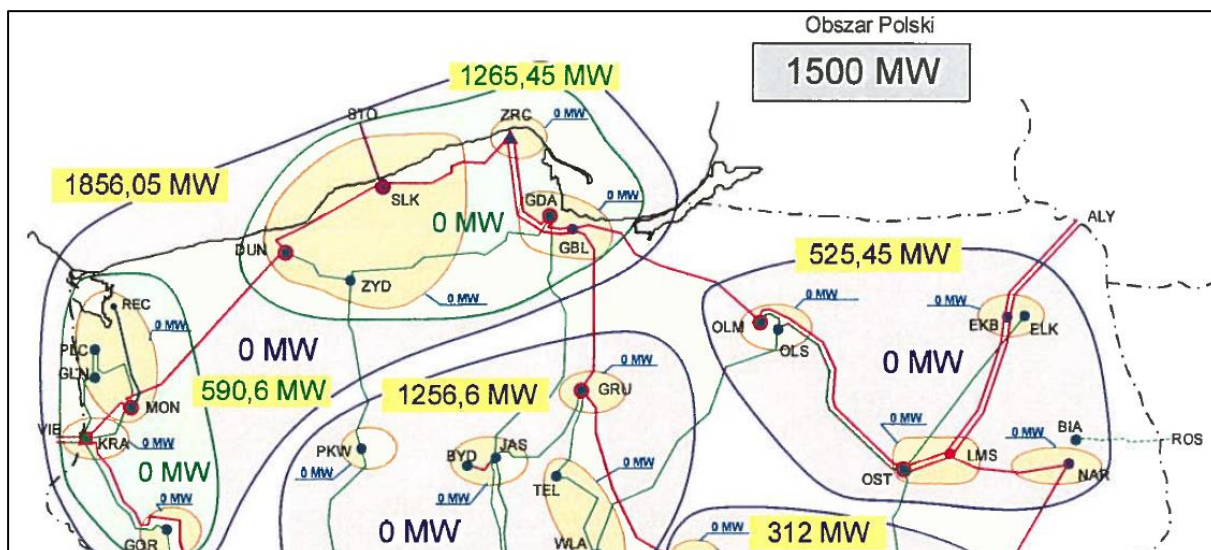
Jak wspomniano wyżej, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, która weszła w życie 11 marca 2010 roku, PSE jest zobowiązane do sporządzania i publikacji informacji dotyczących między innymi wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej dla stacji elektroenergetycznych lub ich grup w sieci o napięciu wyższym niż 110 kV a także do planowanych zmian tych wielkości w okresie następnych 5 lat. Opublikowaną przez PSE wg stanu z dnia 30 listopada 2017 roku moc źródeł możliwych do przyłączenia do północnej części KSE w latach 2017 i 2022, z uwzględnieniem czynnika sieciowego polegającego na ocenie warunków pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej na napięciu 110 kV w zakresie wystąpienia przeciążeń linii w normalnych i awaryjnych (N-1) stanach pracy sieci elektroenergetycznej, przedstawiono na rysunku 3.1. Natomiast w tabeli 3.1 przedstawiono wartości dostępnych mocy przyłączeniowych wyznaczone przez PSE w dwóch wspomnianych wariantach: bez uwzględnienia warunków przyłączeniowych wydanych dla źródeł wytwórczych przez OSD oraz z uwzględnieniem tych warunków.

We wstępie do Informacji o dostępności mocy przyłączeniowych publikowanej przez PSE zawarta jest uwaga, że nowe konwencjonalne źródła systemowe o mocach pojedynczych jednostek wytwórczych przekraczających w chwili obecnej wielkość 500 MW wymagają odrębnego podejścia w zakresie przyłączania ich do sieci przesyłowej i decyzja o warunkach i możliwości ich przyłączania w obecnym stanie rozwoju KSE będzie podejmowana na podstawie indywidualnych wystąpień i analiz wykonywanych w PSE S.A. Podobnego podejścia, opartego na szczegółowych indywidualnych analizach, należy oczywiście oczekiwać również w odniesieniu do analizowanego połączenia transgranicznego.

Tabela 3.1 Dostępne moce przyłączeniowe w północnej części KSE, z uwzględnieniem czynnika sieciowego.  
Opracowano na podstawie Informacji o dostępności mocy przyłączeniowej do sieci przesyłowej (stan na 30 listopada 2017 roku)

Obszary/Grupy/Węzły	Dostępna moc przyłączeniowa bez uwzględnienia WP do sieci OSD [MW]		Uzgodnione WP do sieci OSD [MW]	Dostępna moc przyłączeniowa z uwzględnieniem WP do sieci OSD [MW]	
	Rok 2017	Rok 2022		Rok 2017	Rok 2022
1. Obszar POMORZE	100	1 200	1 856	0	0
1.1. Podobszar POMORZE ZACHODNIE	0	550	591	0	0
1.1.1. Grupa AGLOMERACJA SZCZECIŃSKA	0	50		0	0
Morzyczyn	0	0		0	0
Glinki	0	0		0	0
Pomorzany*	0	0		0	0
Reclaw*	0	50		0	0
1.1.2. Grupa DOLNA ODRA	0	500		0	0
Krajnik	0	500		0	0
1.2. Podobszar POMORZE WSCHODNIE	100	650	1 265	0	0
1.2.1. Grupa KOSZALIN-SŁUPSK	0	200		0	0
Dunowo	0	0		0	0
Słupsk	0	200		0	0
Żydowo	0	0		0	0
1.2.2. Grupa ŻARNOWIEC	0	0		0	0
Żarnowiec	0	0		0	0
1.2.3. Grupa TRÓJMIASTO	100	450		0	0
Gdańsk Leżno	0	0		0	0
Gdańsk Błonia	100	450		0	0
Gdańsk Przyjaźń*	0	0		0	0

\* stacja planowana



**LEGENDA**

- - linia elektroenergetyczna 400 kV
  - - linia elektroenergetyczna 220 kV
  - - - - linia 400 kV czasowo pracująca na napięciu 220 kV
- Moc dostępna z uwzględnieniem WP do sieci 110 kV do publikowania dla
- 110 MW - OBSZARU
  - 110 MW - PODOBSZARU
  - 110 MW - GRUPY

**288 MW** - Uzgodnione WP do sieci 110 kV [MW]

Rysunek 3.1 Dostępne moce przyłączeniowe na lata 2017 (powyżej) i 2022 (poniżej) w północnej części KSE, z uwzględnieniem czynnika sieciowego. Źródło: Informacja o dostępności mocy przyłączeniowej do sieci przesyłowej (stan na 30 listopada 2017 roku)

Jak wskazują prezentowane wartości, według analiz PSE dostępne moce przyłączeniowe dla generacji w północnej części sieci przesyłowej KSE są w przeciągu najbliższych pięciu lat - w wariacie uwzględniającym warunki przyłączenia wydane przez OSD - zerowe.

PSE wyraża w „Informacji o dostępności mocy przyłączeniowej do sieci przesyłowej (stan na 30 listopada 2017 roku)”, następujący pogląd: „Dostępne moce przyłączeniowe wyznaczone w kroku 2 [a więc z uwzględnieniem WP wydanych przez OSD - przyp. IEn] uznać należy za prawdopodobne i przewidziane są do publikacji.” Należy jednak zauważyć, że pomimo tej opinii, prognozy rozwoju generacji wiatrowej na łądzie, bo tego rodzaju źródeł dotyczą w ogromnej większości warunki przyłączenia wydane przez OSD, są na najbliższe lata zdecydowanie pesymistyczne. Fakt ten, wynikający z wielu czynników, wśród których jednym z ważniejszych są niekorzystne dla deweloperów energetyki wiatrowej zmiany w prawie w ostatnim okresie, wydaje się akceptować samo PSE. W innym dokumencie Operatora, opublikowanym projekcie Planu rozwoju na lata 2018-2027, dla celów prognostycznych przyjęto założenie, że w ciągu najbliższego dziesięciolecia moc osiągalna farm wiatrowych lądowych wzrośnie w skali całego kraju zaledwie o 150 MW w porównaniu do stanu obecnego. Co więcej, w poprzednim (aktualnie obowiązującym) Planie rozwoju na lata 2016-2025 przewidywano, że do 2025 roku w KSE przybędzie ponad 5 GW mocy farm wiatrowych na łądzie, a więc ich łączna moc wzrośnie ponad dwukrotnie w porównaniu do stanu z roku 2015, do ok. 10 GW. Wyraźnie widoczna jest więc zmiana uwarunkowań zewnętrznych, która jest przyczyną tak drastycznej zmiany prognoz wykonywanych przez PSE w ciągu zaledwie dwóch lat - z prognozowania wzrostu mocy o 120% (Plan rozwoju 2016-2025) do zaledwie 2% (projekt Planu rozwoju 2018-2027).

Dla celów niniejszych rozważań uzasadnione jest więc przyjęcie założenia, że w horyzoncie najbliższych kilku - kilkunastu lat spośród projektów farm wiatrowych na łądzie posiadających warunki przyłączenia do sieci nie wszystkie zostaną zrealizowane, a najprawdopodobniej dotyczyć to będzie jedynie nielicznych. Oczywiście takie założenie wpływa bardzo znacząco na wyznaczone wartości dostępnych mocy przyłączeniowych. W Informacji publikowanej przez PSE można zauważyć, że bez uwzględnienia warunków przyłączenia wydanych przez OSD wartości dostępnych mocy przyłączeniowych dla generacji w północnej części KSE nie są już zerowe i dla roku 2022 wynoszą dla całego „Obszaru Pomorze” 1 200 MW (łączna moc projektów posiadających WP wydane przez OSD na przedmiotowym obszarze wynosi ok. 1 850 MW). Co więcej, znacząca liczba lądowych farm wiatrowych posiadających warunki przyłączenia do sieci przesyłowej, wydane przez PSE, również znajduje się na obszarze północnej Polski, i również w ich przypadku należy zakładać, że jedynie niewielka ich część ma znaczące szanse na finalizację projektu, przyłączenie obiektu do sieci i rozpoczęcie wprowadzania mocy do sieci. Dalszym potwierdzeniem tych przypuszczeń jest fakt, że dla wielu spośród tych farm termin przyłączenia według zawartej Umowy przyłączeniowej już minął, a pomimo tego farmy nie zostały do tej pory zbudowane lub też zakończono realizację jedynie niewielkiego fragmentu planowanej inwestycji. Wykaz lądowych farm wiatrowych posiadających warunki przyłączenia do północnej części sieci przesyłowej KSE przedstawiono w tabeli 3.2. Ich łączna moc znamionowa przekracza 2 GW.

Tabela 3.2 Farmy wiatrowe na lądzie posiadające wydane warunki przyłączenia do stacji przesyłowych w północnej części KSE. Opracowano na podstawie projektu Planu rozwoju sieci przesyłowej na lata 2018-2027.

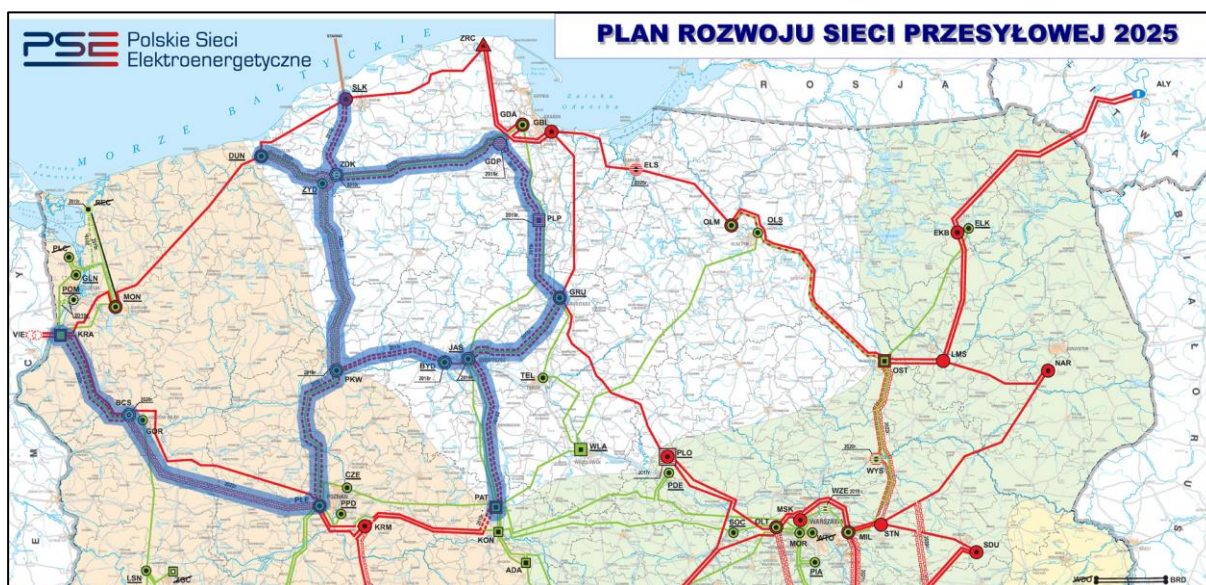
Miejsce przyłączenia	Moc [MW]	Rok przyłączenia (zgodnie z Umową przyłączeniową)
<b>Słupsk Wierzbęcino</b>	240	2016
<b>Słupsk Wierzbęcino</b>	100	2016
<b>Słupsk Wierzbęcino</b>	320	2019
<b>Słupsk Wierzbęcino</b>	240	2019
<b>Dunowo</b>	250	2019
<b>Żydowo</b>	166	2017
<b>Żarnowiec</b>	90	2016
<b>Żarnowiec</b>	45	2017
<b>Żarnowiec</b>	111	2019
<b>Gdańsk Błonia</b>	132	2015
<b>Krajnik</b>	190	2019
<b>Pelplin</b>	107	2016
<b>Piła Krzewina</b>	120	2015
<b>Piła Krzewina</b>	105	2017

Bezpiecznym wydaje się więc przyjęcie założenia, że dostępne moce przyłączeniowe w horyzoncie połowy przyszłej dekady będą w północnej części sieci przesyłowej KSE znacznie wyższe niż wynika to z aktualnie opublikowanego dokumentu PSE, co stanowi podstawę do pozytywnego opiniowania budowy transgranicznego połączenia morskiego powiązanego z morskimi farmami wiatrowymi w kontekście wpływu tego połączenia na bezpieczeństwo i warunki pracy KSE.

Na korzyść możliwości realizacji interkonektora przemawia też przewidywany przez PSE we wspomnianym projekcie Planu rozwoju wzrost (w latach 2025-27 w porównaniu do lat 2020-24) dopuszczalnej wartości importu mocy z wykorzystaniem istniejącego łącza HVDC Szwecja - Polska przyłączonego do sieci NN w stacji Słupsk Wierzbęcino. Można również wspomnieć o przewidywanym przez PSE zapotrzebowaniu na nowe źródła wytwórcze po roku 2021, ze względu na planowane wycofania jednostek cieplnych. Cytując projekt Planu rozwoju na lata 2018-2027: „Po roku 2021, standardy bezpieczeństwa są nieznacznie przekraczane, jednak należy założyć, że w tym okresie będzie funkcjonował rynek mocy, który w optymalny ekonomicznie sposób zapewni wystarczalność generacji”. Zarówno przyłączanie generacji wiatrowej na morzu jak i realizacja rozpatrywanego w niniejszym opracowaniu interkonektora są więc wskazane z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.

Koniecznym warunkiem, który musi zaistnieć aby urealnić się powyższe założenia, jest jednak realizacja szerokiego zakresu inwestycji w sieci najwyższych napięć, zapisana w obecnie obowiązującym Planie rozwoju na lata 2016-2025. Szczególnie istotnymi inwestycjami są wzmocnienia dróg wyprowadzenia mocy ze stacji nadmorskich (Krajnik - Dunowo - Słupsk Wierzbęcino - Żarnowiec - Gdańsk Błonia, tzw. „szyna północna”) na południe, w kierunku pozostałej części KSE. Są to następujące ciągi linii NN: Krajnik - Baczyzna - Plewiska, Dunowo / Słupsk - Żydowo - Piła Krzewina - Plewiska, Gdańsk Przyjaźń - Grudziądz - Jasiniec - Pątnów oraz niezbędne ciągi w układzie równoleżnikowym: Żydowo - Gdańsk Przyjaźń i Piła Krzewina - Bydgoszcz - Jasiniec. Według obecnie obowiązującego Planu rozwoju realizacja wzmocnienia tych relacji poprzez budowę dwutorowych ciągów linii 400 kV planowana jest na lata 2019-2022 (przy czym na odcinkach Żydowo - Piła Krzewina i Grudziądz - Jasiniec przewidziana jest tymczasowa, do roku 2025, praca na napięciu 220 kV). W projekcie nowego Planu rozwoju sieci przesyłowej terminy realizacji niektórych z powyższych inwestycji uległy przesunięciu na późniejsze lata (do 2027), jednak wszystkie wspomniane zamierzenia pozostały częścią Planu.

Lokalizacja wspomnianych ciągów przesyłowych została pokazana na rysunku 3.2.



Rysunek 3.2 Kluczowe z punktu widzenia analizowanego połączenia inwestycje w sieci przesyłowej. Opracowano na podstawie materiałów dostępnych na <http://www.pse.pl>.

O kluczowym znaczeniu wzmocnienia dróg wyprowadzenia mocy z „szyny północnej” do pozostałej części KSE świadczą zarówno wyznaczone przez PSE wartości dostępnych mocy przyłączeniowych do północnej części sieci przesyłowej (dla roku 2017, bez realizacji wspomnianych inwestycji, są one o ponad 1 000 MW niższe niż w roku 2022 i wynoszą łącznie zaledwie 100 MW, nawet w wariantcie bez uwzględnionych warunków przyłączenia wydanych przez OSD), jak również wieloletnie doświadczenie Instytutu Energetyki wynikające z licznych przeprowadzonych analiz dotyczących zagadnień pracy sieci na omawianym obszarze, w tym szczegółowych analiz integracji odnawialnych źródeł energii.

Warto zaznaczyć, że przyłączenie i rozpoczęcie dostarczania energii do sieci przez dwa wspomniane projekty MFW na Morzu Bałtyckim, które posiadają już umowy przyłączeniowe do KSE, również uzależnione jest od realizacji wyżej omówionych inwestycji zapisanych w Planie rozwoju. Typowym zapisem stosowanym przez PSE w warunkach przyłączenia do sieci jest zastrzeżenie, że nie



gwarantują one możliwości wyprowadzenia pełnej mocy z przyłączanego obiektu (czyli MFW) do czasu zakończenia realizacji inwestycji.

Można wspomnieć, że PSE, w aktualnym Planie rozwoju na lata 2016-2025, rozpatruje możliwość budowy uproszczonej wersji morskiej sieci przesyłowej, nazywając ją „szyną bałtycką”, która miałaby połączyć trzy wskazane lokalizacje morskich farm wiatrowych (w przybliżeniu na wysokości stacji Dunowo, Słupsk Wierzbęcino i Żarnowiec) i zapewnić możliwość transferu mocy z wszystkich lokalizacji dowolnym połączeniem do jednej ze stacji lądowych. Rozwiązanie to jest oczywiście bardzo uproszczone i w takim wariantcie stanowi w zasadzie jedynie równoległe rezerwowanie środkowego odcinka „szyny północnej”, a ponadto wymaga znacznego przewymiarowania połączeń morskich w celu umożliwienia przesyłu mocy z wszystkich lokalizacji. We wstępnej koncepcji nie są też uwzględnione obszary morskie położone przy styku granic wyłącznych stref ekonomicznych Polski, Szwecji, Litwy oraz Rosji, które również są przedmiotem zainteresowania deweloperów morskiej energetyki wiatrowej.

## 4 WPŁYW NOWYCH POŁĄCZEŃ TRANSGRANICZNYCH ZINTEGROWANYCH Z MFW NA MOŻLIWOŚCI WYMIANY MIĘDZYNARODOWEJ KSE

### 4.1 Analiza istniejącego stanu połączeń transgranicznych KSE i wymiany międzynarodowej

W chwili obecnej na napięciu powyżej 110 kV Krajowy System Elektroenergetyczny posiada dwanaście połączeń transgranicznych z systemami elektroenergetycznymi państw ościennych. Listę połączeń transgranicznych wraz z podstawowymi parametrami przedstawiono w tabeli 4.1. Na rysunku 4.1 przedstawiono stan połączeń transgranicznych KSE na rok 2013, przed uruchomieniem łącza HVDC LitPol Link 1, które nie jest zaznaczone na rysunku. W okresie od roku 2000, kiedy zostało uruchomione łącze HVDC SwePol Link, do grudnia 2015, czyli daty uruchomienia LitPol Link 1, stan połączeń transgranicznych KSE nie ulegał zmianom.

Tabela 4.1 Wykaz połączeń transgranicznych KSE na poziomie najwyższych napięć (> 110 kV)

Lp.	Relacja połączenia	Typ połączenia	Napięcie	Liczba torów linii	Dopuszczalna obciążalność
1	Słupsk – Stårnö (Szwecja)	HVDC	450 kV DC	1	600 MW
2	Ełk Bis – Alytus (Litwa)	HVDC back-to-back	400 kV AC, 80 kV DC	1	500 MW
3	Krajnik – Vierraden (Niemcy)	AC	220 kV AC	2	457 MW
4	Mikułowa – Hagenverder (Niemcy)	AC	400 kV AC	2	1386 MW
5	Dobrzeń – Albrechtice (Czechy)	AC	400 kV AC	1	1206 MW
6	Wielopole – Nošovice (Czechy)	AC	400 kV AC	1	1206 MW
7	Bujaków – Liskovec (Czechy)	AC	220 kV AC	1	412 MW
8	Kopanina – Liskovec (Czechy)	AC	220 kV AC	1	412 MW
9	Krosno Iskrzynia – Lemešany (Słowacja)	AC	400 kV AC	2	831 MW
10	Białystok – Roś (Białoruś)*	AC	220 kV AC	1	231 MW
11	Zamość – Dobrotwór (Ukraina)	AC	220 kV AC	1	251 MW
12	Rzeszów – Chmielnicka (Ukraina)*	AC	750 kV AC	1	2000 MW
* - połączenie obecnie nieczynne					



Rysunek 4.1 Połączenia transgraniczne KSE w roku 2013 [1]

Z systemami elektroenergetycznymi państw będącymi członkami ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) KSE posiada połączenia synchroniczne. Dotyczy to wszystkich połączeń z systemami elektroenergetycznymi Niemiec, Czech oraz Słowacji.

Połączenia z systemami elektroenergetycznymi pozostałych państw są asynchroniczne. Dotyczy to zarówno połączeń AC z systemami elektroenergetycznym Białorusi oraz Ukrainy, jak i połączeń HVDC z systemami elektroenergetycznymi Szwecji oraz Litwy.

Ze względu na same ograniczenia termiczne całkowite zdolności przesyłowe wszystkich synchronicznych połączeń transgranicznych sieci NN (nie uwzględniając połączeń nieczynnych) wynoszą ponad 6 000 MW. W celach handlowej wymiany międzysystemowej może zostać wykorzystana jedynie część tych zdolności przesyłowych, ze względu na ograniczenia w liniach przesyłowych wewnątrz KSE oraz ze względu na występujące w połączonych systemach elektroenergetycznych zjawiska przepływów mocy pomiędzy tymi systemami, czego najlepszym przykładem są przepływy mocy z systemu Niemiec do systemów Czech i Słowacji (i dalej do systemu Austrii) przez linie KSE.

Przepływy te są spowodowane przez warunki sieciowe i systemowe występujące zarówno w KSE jak i niemieckim systemie elektroenergetycznym. Jeżeli chodzi o uwarunkowania po stronie KSE, które powodują przepływy mocy z systemu niemieckiego można wymienić następujące czynniki:

- zlokalizowanie w zachodniej części KSE małej ilości elektrowni systemowych (elektrownia Dolna Odra oraz elektrownia Turów), które zaspokajają zapotrzebowanie lokalnie bez osiągnięcia nadwyżek mocy,

- zlokalizowanie w południowej części KSE, w bliskim sąsiedztwie połączeń transgranicznych, elektrowni Rybnik, Opole, Bełchatów, Łagisza oraz Połaniec, przy jednoczesnym większym oddaleniu w kierunku południowym elektrowni na terenie Czech i Słowacji, co powoduje sytuację znacznie większego wpływu elektrowni polskich na przepływy liniami transgranicznymi.

Czynnikami występującymi poza KSE są:

- znacząca moc farm wiatrowych zlokalizowanych w północnej części niemieckiego systemu elektroenergetycznego osiągająca okresowo bardzo wysokie moce – szczególnie w czasie doliny nocnej,
- obecność dużych elektrowni konwencjonalnych przyłączonych do systemu niemieckiego w bezpośrednim sąsiedztwie granicy z Polską.

Zgodnie z danymi opublikowanymi w [3] przy uwzględnieniu dostępnych możliwości przesyłowych, planowanych inwestycji oraz wyników analiz rynkowych maksymalne wartości importu na połączeniach transgranicznych przedstawiono w tabeli 4.2.

Tabela 4.2 Maksymalne prognozowane wartości importu liniami transgranicznymi

Połączenie	2018-2019	2020-2024	2025-2027
SE-PL	540	350	500
LT-PL	450	300	300
<b>Połączenia synchroniczne</b>	500	500	1300

Zgodnie z [2] realizowane i planowane są inwestycje zmierzające do zwiększenia transgranicznych zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym. Jest to konsekwencją realizacji 10-letniego planu rozwoju ENTSO-E TYNDP 2014 (Art.16. Ust. 1 Pkt.4).

#### 4.2 Planowany rozwój połączeń transgranicznych w kontekście integracji polskiego rynku energii w ramach Unii Europejskiej

Uwzględniając uruchomione połączenie HVDC Polska - Litwa (LitPol Link1), możliwości importu energii do Polski są ograniczone do 3,5% mocy zainstalowanej netto. Jest to jeden z najniższych wskaźników wśród krajów Unii Europejskiej. Wskaźnik ma wartość niższą również od krajów charakteryzujących się znacznie trudniejszymi warunkami geograficznymi do rozwoju połączeń międzysystemowych, jak Włochy czy Wielka Brytania.

Wśród kluczowych elementów integracji europejskiego rynku energii wymienia się rozbudowę transgranicznej infrastruktury przesyłowej. Celem wyznaczonym przez Unię Europejską na rok 2020 w zakresie połączeń międzysystemowych jest dysponowanie przez każde z państw połączeniami transgranicznymi pozwalającymi importować lub eksportować co najmniej 10% krajowej produkcji energii elektrycznej. Na rok 2030 cel został ustalony na poziomie 15% krajowej produkcji.

Aby osiągnąć te cele niezbędne są więc inwestycje w nowe połączenia transgraniczne. Tego typu przedsięwzięcia wymagają planowania z wieloletnim wyprzedzeniem oraz prowadzenia uzgodnień

pomiędzy operatorami oraz innymi podmiotami zaangażowanymi w procesie planowania jak również w procesie decyzyjnym.

W przypadku Krajowego Systemu Elektroenergetycznego obowiązek zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej spoczywa na PSE S.A. PSE opracowuje plany rozwoju systemu elektroenergetycznego w zakresie zaspokajania zapotrzebowania na energię elektryczną w horyzoncie 20-letnim. Plany te obejmują inwestycje w budowę nowych połączeń transgranicznych.

W ramach ENTSO-E polski operator systemu przesyłowego uczestniczy w opracowywaniu aktualizowanych co 2 lata Dziesięcioletnich Planów Rozbudowy Sieci (Ten Year Network Development Plan, TYNDP). Na kształt planów wpływ mają prace prowadzone w ramach regionalnych grup operatorów systemów elektroenergetycznych, które określają pożądany i oczekiwany sposób rozbudowy połączeń transgranicznych. PSE uczestniczy w dwóch grupach operatorów. Pierwsza grupa prowadzi prace dotyczące regionu o nazwie Continental Central East. Jej członkami są operatorzy systemów Niemiec, Austrii, Czech, Słowacji, Węgier, Rumunii, Słowenii oraz Chorwacji. Druga grupa, zajmująca się regionem Morza Bałtyckiego, zrzesza poza polskim operatorem operatorów systemu niemieckiego, państw bałtyckich (Litwa, Łotwa, Estonia) oraz nordyckich (Dania, Norwegia, Szwecja, Finlandia).

W najnowszym wydaniu TYNDP wydanym w 2016 roku przedstawiono plany w zakresie budowy lub modernizacji połączeń międzysystemowych do roku 2030. W tabeli 4.3 przedstawiono zestawienie planów związanych ze zwiększaniem możliwości przesyłu mocy połączeniami transgranicznymi do roku 2030.

Tabela 4.3 Wykaz planowanych prac w zakresie połączeń transgranicznych opublikowanych w 2016 roku w ramach TYNDP

Planowane połączenie	Granica	Wzrost NTC (MW)	Rok uruchomienia
<b>GerPol (przesuwniki fazowe)</b>	Polska-Niemcy	PL->DE: 1 500 DE->PL: 500	2016/2018
<b>LitPol Link2</b>	Polska-Litwa	500	2020
<b>GerPol Power Bridge I (modernizacja KSE)</b>	Polska-Niemcy	PL->DE: 500 DE->PL: 1 500	2020
<b>Baltics – Continental Europe Link</b>	Polska-Litwa	600	2025
<b>GerPol Power Bridge II</b>	Polska-Niemcy	DE->PL: 1 500	2030

Z przedstawionego wykazu zaplanowanych inwestycji wynika iż w perspektywie do roku 2030 roku planowane jest znaczne zwiększenie możliwości przesyłowych z systemami elektroenergetycznymi Litwy oraz Niemiec.

Inwestycja polegająca na instalacji przesuwników fazowych na połączeniu Mikułowa-Hagenwerder została zakończona w połowie 2016 roku. Instalacja drugiej pary przesuwników fazowych w linii Krajnik-Vierraden została zaplanowana na rok 2018.

Ponadto planowane jest stworzenie do 2030 roku nowego połączenia z systemem niemieckim.

Do roku 2020 zaplanowano budowę drugiej części połączenia HVDC z systemem litewskim. Jednakże, jak wynika z opublikowanych przez serwisy informacyjne doniesień, w marcu 2017 roku w ramach rozmów polsko-litewskich na szczepku ministerstw odpowiedzialnych za energetykę nastąpiło przekazanie informacji o dokonanej rewizji planów dotyczących powstania LitPol Link 2. Polska strona przedstawiła alternatywę dla projektu LitPol Link 2 w postaci połączenia podmorskim kablem Władysławowo – Kłajpeda. Z wypowiedzi prezesa PSE S.A. wynika, iż jest to rozwiązanie preferowane przez polskiego Operatora Sieci Przesyłowej ze względu na wymagania środowiskowe. Ze względu na fakt, że realizacja projektu LitPol Link2 miała wpływ na możliwości synchronizacji systemów elektroenergetycznych krajów bałtyckich z systemami kontynentalnej Europy, rozważane są inne scenariusze synchronizacji. Jednym ze scenariuszy jest budowa wymienionego połączenia kablem podmorskim Władysławowo – Kłajpeda.

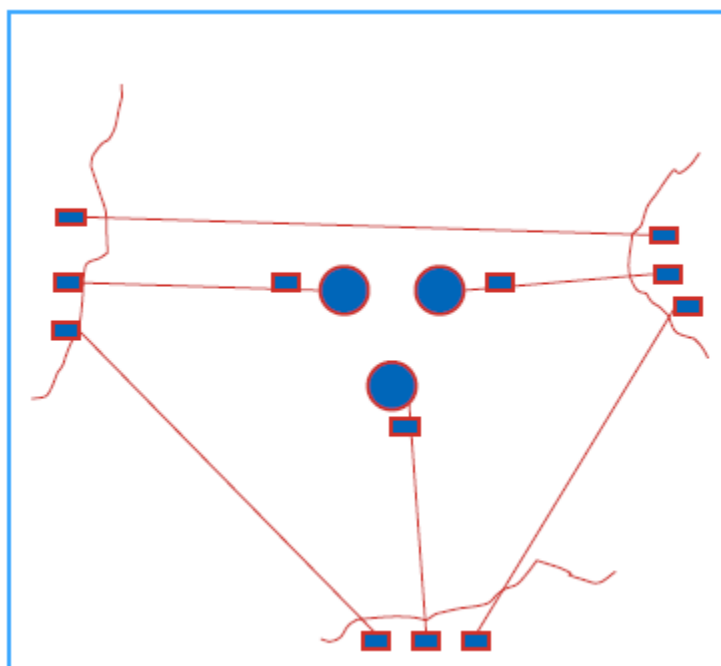
W horyzoncie 2030 roku rozważane jest także stworzenie połączenia asynchronicznego Polska – Dania. Zakładana jest realizacji tego połączenia łączem HVDC z kablem podmorskim relacji Dunowo - Avedøre. Inwestycja umożliwiłaby w pełni kontrolowalny dwukierunkowy przesył mocy do 600 MW. W [3] zawarto informację, że decydujący wpływ na realizację tego połączenia będą miały potrzeby uczestników rynku energii.

### **4.3 Analiza wpływu nowych połączeń transgranicznych KSE zintegrowanych z MFW na wymianę międzynarodową**

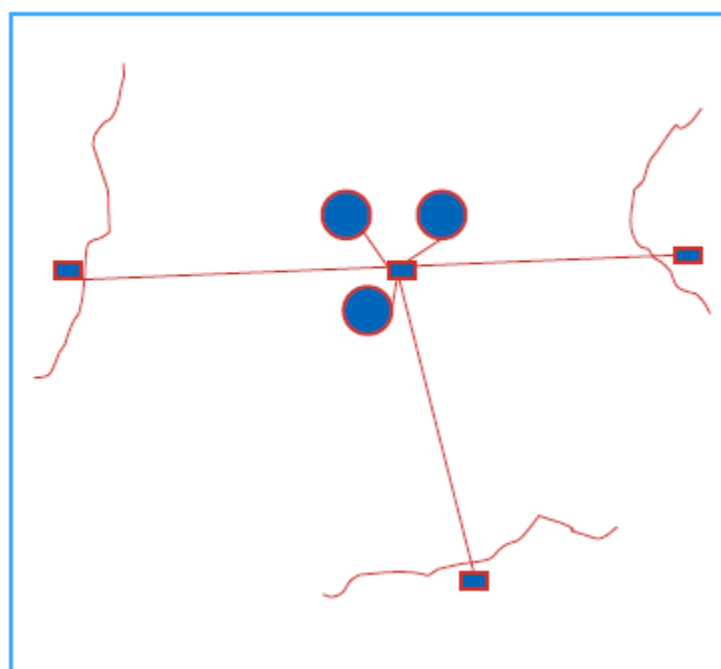
W ramach integracji europejskiego rynku energii przeprowadzona zostanie rozbudowa transgranicznej infrastruktury przesyłowej. Mierzalnym celem, wyznaczonym przez Unię Europejską na rok 2020, jest dysponowanie przez każde z państw członkowskich połączeniami transgranicznymi pozwalającymi importować lub eksportować co najmniej 10% krajowej produkcji energii elektrycznej. W roku 2030 docelową wartość możliwości importowych i eksportowych określono na 15% krajowej produkcji energii elektrycznej.

Budowa połączenia elektroenergetycznego Polska-Szwecja-Litwa zintegrowanego z MFW wpisuje się w strategię integracji europejskiego rynku energii. Stworzenie tego dodatkowego połączenia transgranicznego oznacza, przy spełnieniu określonych dodatkowych warunków, wzrost możliwości importowych oraz eksportowych.

W prezentacji [5] przedstawiono dwa scenariusze budowy połączeń transgranicznych oraz morskich farm wiatrowych na morzu Bałtyckim – scenariusz zakładający brak integracji MFW z elektroenergetycznymi połączeniami transgranicznymi (rysunek 4.2) oraz scenariusz zakładający pełną integrację MFW z elektroenergetycznymi połączeniami transgranicznymi (rysunek 4.3). Zgodnie z Umową przedmiotem analizy jest jedynie wariant uwzględniający integrację MFW z połączeniem Polska-Szwecja z możliwym uwzględnieniem Litwy.



Rysunek 4.2 Scenariusz zakładający brak integracji MFW z elektroenergetycznymi połączeniami transgranicznymi (prostokątami oznaczono stacje przekształtnikowe, natomiast kołami morskie farmy wiatrowe)



Rysunek 4.3 Scenariusz zakładający brak integracji MFW z elektroenergetycznymi połączeniami transgranicznymi (prostokątami oznaczono stacje przekształtnikowe, natomiast kołami morskie farmy wiatrowe)

Budowa nowych połączeń transgranicznych w Polsce w kontekście integracji europejskiego rynku energii jest niezbędna, ze względu na fakt iż KSE jest jednym z najbardziej odizolowanych systemów w krajach należących do Unii Europejskiej. Ograniczenia w handlu transgranicznym KSE wynikają w szczególności z braku dostatecznego rozwoju transgranicznej infrastruktury przesyłowej. Ograniczenia te są także skutkiem występowania nieplanowanych przepływów na granicy zachodniej.

Świadczy o tym fakt, że Polska jest eksporterem netto w kierunku południowo-zachodnim, pomimo że ceny energii w Republice Czeskiej oraz w Austrii są niższe niż w Polsce. Jest to związane z występowaniem okresów bardzo wysokiej produkcji z farm wiatrowych oraz elektrowni fotowoltaicznych w Niemczech co skutkuje zarówno występowaniem bardzo niskich (nawet ujemnych) cen energii elektrycznej jak i przepływami kołowymi z wykorzystaniem infrastruktury KSE do systemu austriackiego. Skutkiem tego import tańszej energii elektrycznej do Polski jest niemożliwy.

Biorąc pod uwagę występowanie przepływów kołowych związanych z brakiem możliwości sterowania transgranicznymi przepływami mocy na połączeniach synchronicznych (z wyjątkiem tych, na których zainstalowano i uruchomiono przesuwniki fazowe) oraz w konsekwencji brak potencjału handlowego takich połączeń należy uznać, że połączenia asynchroniczne (w technologii HVDC) stanowią w chwili obecnej najlepsze rozwiązanie zapewniające kontrolę nad kierunkiem oraz wartością mocy przepływającej połączeniem transgranicznym. Połączenia w technologii HVDC Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa to aktualnie jedyne połączenia KSE zapewniające znaczący potencjał dla przepływów handlowych.

Ze względu na warunki geograficzne, jak wykazano w punkcie 2 niniejszego opracowania realizacja przedmiotowego połączenia Polska – Szwecja (z możliwym uwzględnieniem Litwy) zintegrowanego z MFW będzie możliwa jedynie w technologii HVDC. Z tego względu można założyć, że powstanie tego połączenia wpłynie na zdecydowane zwiększenie całkowitego potencjału dla przepływów handlowych. Można przewidywać, że budowa tego połączenia transgranicznego będzie decydować o możliwości spełnienia w przyszłości celów wyznaczonych przez Unię Europejską związanych z dysponowaniem przez każde z państw połączeniami transgranicznymi gwarantującymi możliwości importowe i eksportowe na określonym poziomie. Należy więc stwierdzić, że rozważane połączenie Polska-Szwecja-Litwa stanowi potencjalną możliwość zwiększenia możliwości importowych i eksportowych KSE w ramach integracji europejskiego rynku energii i spełnienia celów wyznaczonych na rok 2030.



## 5 ZAKRES WYMAGANYCH DALSZYCH ANALIZ

Poszczególne fazy projektu interkonektora zintegrowanego z MFW wymagają przeprowadzenia określonych analiz, charakterystycznych dla każdego etapu. Poniżej je pokrótce opisano.

### 1. Faza wstępna

Początek projektu obejmuje określenie potencjału korzyści płynących z projektu i sposobów ich osiągnięcia poprzez tzw. studium wykonalności. Na tym etapie analizy elektryczne, mechaniczne czy inne nie są decydujące, a jedynie zawężają zakres dostępnych rozwiązań w zakresie technologii i parametrów znamionowych urządzeń. Na tym etapie moc MFW ani ich dokładna lokalizacja nie są jeszcze ustalone, zatem dokładność takiego studium jest ograniczona. Znane są zgrubne wartości ograniczające. Studium obejmuje opracowanie uproszczonych modeli rozptylowych i przeprowadzenie analizy rozptyłów mocy oraz ew. wykonanie obliczeń zwarciovych.

### 2. Faza koncepcyjna

W tej fazie wypracowana jest koncepcja realizacji projektu. Zazwyczaj wiadomo już jaka może być moc zainstalowana na MFW, z czego wynika rodzaj i liczba siłowni wiatrowych oraz parametry znamionowe układu HVDC.

W tej fazie konieczne jest przeprowadzenie bardziej szczegółowych analiz rozptylowych mających na celu określenie wymagań w zakresie kompensacji mocy biernej i regulacji napięcia zarówno w instalacji morskiej, jak i po stronie lądowej. Wymagane są zatem dokładne parametry siłowni wiatrowych, w szczególności zakres generacji/poboru mocy biernej.

Również obliczenia zwarciove są uszczegóławiane na tym etapie. Pozwalają bowiem na określenie poziomu prądów zwarciovych, które są podstawą dla wyznaczenia parametrów znamionowych obwodów pierwotnych, w tym aparatury łączeniowej.

Większe projekty wymagają także na tym etapie wstępnych analiz dynamicznych, badających jak dany układ spełnia wymagania dotyczące stabilnej pracy w obliczu zakłóceń w sieci, przejścia przez zwarcie i zmian obciążenia opisane w sposób funkcjonalny w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, Kodeksach Sieciowych i innych dokumentach mających zastosowanie. Badania te prowadzone są przy użyciu modeli z domyślnymi wartościami parametrów.

### 3. Faza projektowa

Znane są już parametry znamionowe siłowni wiatrowych, układu HVDC, zatem można wyliczyć dokładne parametry pozostałych ważniejszych urządzeń. Opracowanie projektu jest w tej fazie rozumiane dwójako. Przede wszystkim opracowywany jest projekt ogólny, który dołączany jest do dokumentacji przetargowej, a następnie tworzony jest projekt szczegółowy, wykorzystywany w procesie budowy i uruchamiania instalacji. Wybór poszczególnych elementów składowych projektu, a zatem ich dokładne parametry zostaną określone przez wykonawcę projektu, który wygrywa kontrakt.

Na tym etapie następuje również uszczegółowienie analiz dynamicznych, dobór filtrów i ew. dodatkowych urządzeń do regulacji napięcia i mocy biernej. Dokładne analizy symulacyjne typu EMTP są wykonywane celem przeprowadzenia koordynacji izolacji, oceny wahań napięcia jak i interakcji pomiędzy układami sterowania.

### 4. Faza dokumentacji

W końcowym etapie wszystkie faktyczne parametry urządzeń są znane i pewne, zatem możliwe jest powtórzenie powyższych analiz celem potwierdzenia lub poprawienia uzyskanych wyników, opracowania ostatecznej wersji dokumentacji, jak i potwierdzenia spełnienia wymagań określonych w IRiESP, kodeksach sieciowych itp.

## **BIBLIOGRAFIA**

- [1] Prezentacja PSE SA pt. „Rozbudowa sieci elektroenergetycznych w ramach jednolitego rynku energii” na Seminarium eksperckim w Kancelarii Prezydenta RP „Infrastruktura dla europejskiego rynku energetycznego”)
- [2] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016 – 2025, opublikowany przez PSE SA, Konstancin-Jeziorna 10.11.2015.
- [3] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016 – 2025, Projekt, opublikowany przez PSE SA, Konstancin-Jeziorna 01.2018.
- [4] R. Korab, R. Owczarek „Kształtowanie transgranicznych przepływów mocy z wykorzystaniem przesuwników fazowych”, Rynek Energii nr 10/2012.
- [5] Prezentacja FNEZ „Projekt Baltic InteGrid. Założenia, planowane działania i potencjalny zakres współpracy” Spotkanie z IEn 23 sierpnia 2017.
- [6] Regional investment plan 2014 Baltic Sea final, European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- [7] Grupa robocza CIGRE B4.55 „HVDC Connection of offshore wind power plants”, Raport nr 619, Maj 2015.