

Wybrane rozwiązania techniczne układów wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych

Wybrane rozwiązania techniczne układów wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych

Marcin Jakóbiak, Ireneusz Piórkowski - Energoprojekt Katowice

Streszczenie

Artykuł przedstawia wybrane rozwiązania techniczne układów wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych, ze szczególnym uwzględnieniem technologii prądu przemiennego HVAC oraz prądu stałego HVDC. W pierwszej części omówiono architekturę systemu wyprowadzenia mocy oraz najważniejsze kryteria decyzyjne wpływające na dobór rozwiązania. Następnie scharakteryzowano rozwiązania stosowane w części morskiej i lądowej, w tym stacje elektroenergetyczne i konwerterowe oraz systemy kabli eksportowych, wskazując ograniczenia i zalety obu technologii. W końcowej części artykułu przedstawiono porównanie rozwiązań HVAC i HVDC oraz wskazano uwarunkowania, w których poszczególne warianty znajdują techniczne i ekonomiczne uzasadnienie.

1. Wstęp

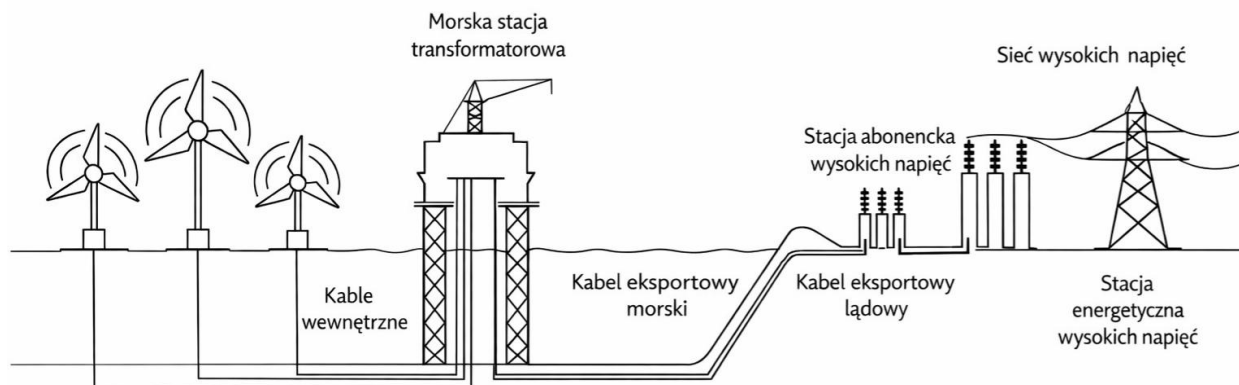
Rynek morskiej energetyki wiatrowej (MFW) w Polsce należy obecnie do najbardziej perspektywicznych segmentów krajowego sektora elektroenergetycznego, zarówno w horyzoncie krótkoterminowym, jak i długofalowym. Potwierdzają to zarówno projekty morskich farm wiatrowych znajdujące się obecnie w fazie realizacji, o łącznej mocy 4,138 GW, jak i wyniki pierwszej aukcji przeprowadzonej w drugim etapie systemu wsparcia dla rynku offshore, po której do realizacji przewidziano kolejne projekty o łącznej mocy 3,435 GW [11]. Skala planowanych inwestycji wskazuje, że zagadnienia związane z architekturą wyprowadzenia mocy, konfiguracją morskich i lądowych stacji elektroenergetycznych oraz układem systemów kablowych będą odgrywać zasadniczą rolę w rozwoju sektora morskiej energetyki wiatrowej w Polsce.

Układ wyprowadzenia mocy stanowi jeden z najistotniejszych elementów MFW, ponieważ determinuje zdolność wyprowadzania mocy, dostępność pracy farmy, zakres oddziaływania na sieć lądową oraz poziom kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych. W praktyce projektowej nie jest to problem sprowadzający się wyłącznie do doboru napięcia, a o wyborze rozwiązania decyduje szereg czynników technicznych, niezawodnościowych, administracyjnych, wykonawczych i oczywiście ekonomicznych.

Celem artykułu jest przedstawienie wybranych rozwiązań układów wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych na bazie rozwiązań w oparciu o prąd przemienny HVAC (ang. High Voltage Alternating Current) oraz prąd stały HVDC (ang. High Voltage Direct Current). Oprócz wytycznych CIGRE [1] - [3], DNV [4] - [5] oraz rozporządzeń i norm IEC wykorzystano publikacje przeglądowe oraz dotychczasowe własne doświadczenia projektowe z rynku polskiego.

2. Architektura systemu, kryteria decyzyjne

Układ morskiej farmy wiatrowej (MFW) tworzy złożony system obejmujący turbiny wiatrowe wytwarzające energię elektryczną, sieć kabli wewnętrznych średniego napięcia łączących poszczególne jednostki wytwórcze, morską stację elektroenergetyczną realizującą funkcję transformacji energii do poziomu napięcia eksportowego, morskie i lądowe kable eksportowe, lądową stację elektroenergetyczną (stacja abonencka) oraz punkt przyłączenia do krajowego systemu elektroenergetycznego. Schemat poglądowy układu MFW przedstawiono na Rys. 1.



Rys. 1 Schemat poglądowy układu morskiej farmy wiatrowej (MFW). Źródło: opracowanie własne na podstawie [1].

Dobór technologii układu wyprowadzenia mocy należy do najistotniejszych decyzji projektowych, ponieważ w sposób bezpośredni wpływa na architekturę całego przedsięwzięcia, jego parametry eksploatacyjne oraz efektywność ekonomiczną. Proces wyboru powinien być prowadzony z uwzględnieniem grupy wzajemnie powiązanych kryteriów decyzyjnych, które przedstawiono poniżej.

Kryteria techniczne, do których zaliczyć należy: całkowitą moc morskiej farmy wiatrowej, odległość od lądu i punktu przyłączenia, wymagania w zakresie regulacji mocy czynnej, mocy biernej i napięcia, warunki przyłączenia do KSE oraz samą konfigurację morskich stacji transformatorowych i liczby torów eksportowych.

Kryteria niezawodnościowe obejmują takie aspekty jak: dostępność operacyjna układu (możliwość rekonfiguracji, liczba elementów krytycznych), ograniczenie ryzyka utraty generacji (redundancja układu), a także czas i częstotliwość przeglądów i napraw komponentów. W tym zakresie zasadnicze znaczenie mają analizy RAM (ang. Reliability, Availability, Maintainability), stanowiące podstawowe narzędzie oceny projektowanego rozwiązania z punktu widzenia wymagań operatora systemu przesyłowego [12].

Z kolei kryteria administracyjne i środowiskowe obejmują oddziaływanie inwestycji na środowisko morskie i lądowe, w tym wpływ na dno morskie, strefę brzegową, czy obszary prawnie chronione. W tej grupie należy uwzględnić również ograniczenia administracyjno-terenowe (np. tereny wojskowe).

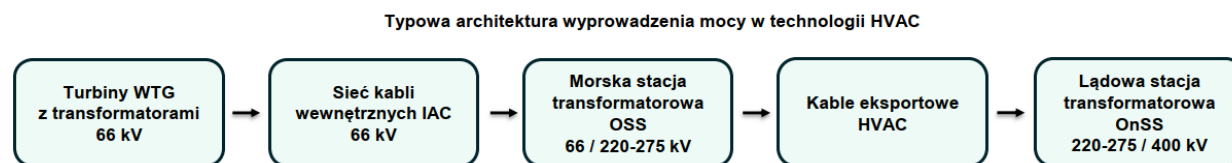
Kryteria instalacyjne i wykonawcze odnoszą się przede wszystkim do: warunków termicznych (temperatura gruntu, wody, rezystywność cieplna), geotechnicznych i batymetrycznych oraz dostępności urządzeń w łańcuchu dostaw, jak również dostępności jednostek instalacyjnych (statków).

Uzupełnieniem powyższych są kryteria ekonomiczne, do których zaliczamy: koszt utraconej energii elektrycznej, koszty inwestycyjne CapEx oraz eksploatacyjne OpEx. Dla wskazania najefektywniejszego pod względem kosztowym wariantu najczęściej wykorzystuje się metodę zdyskontowanych kosztów LCC (ang. Life Cycle Cost), która prezentuje łączne wydatki i koszty ponoszone w całym cyklu życia projektu.

W konsekwencji dobór technologii układu wyprowadzenia mocy powinien być przeprowadzony jako analiza wieloaspektowa, w której dopiero łączne uwzględnienie powyższych kryteriów pozwala wskazać rozwiązanie uzasadnione zarówno technicznie, jak i ekonomicznie. W dalszych punktach przedstawione i porównane zostaną technologie HVAC oraz HVDC.

3. Rozwiązania HVAC jako wariant podstawowy

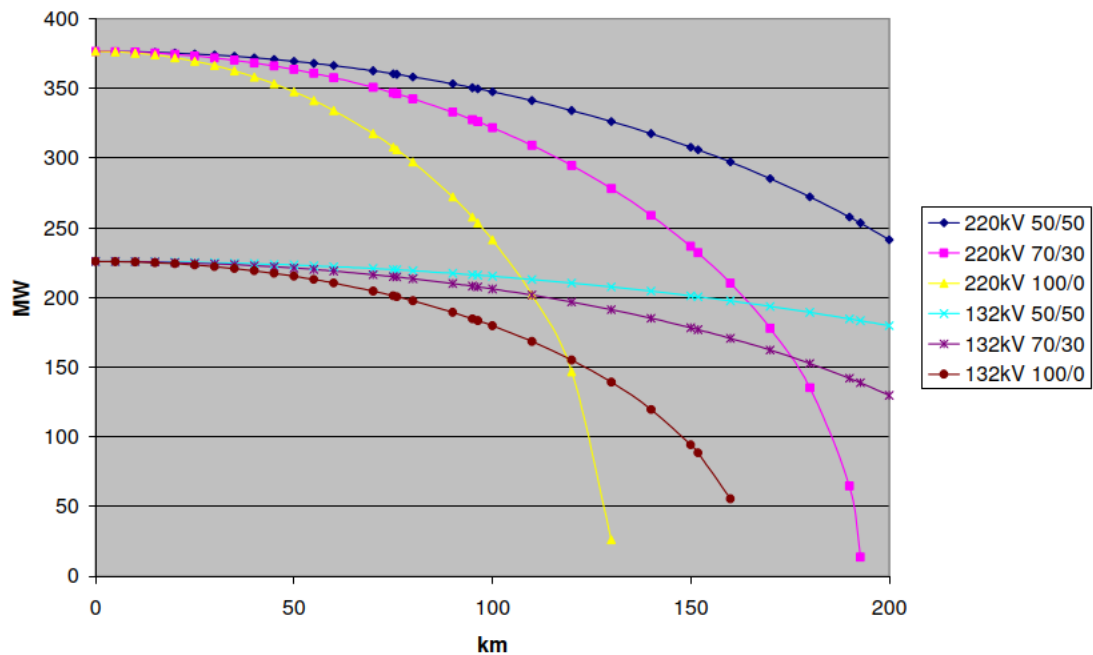
Technologia HVAC stanowi obecnie podstawowe rozwiązanie stosowane w znacznej części projektów morskich farm wiatrowych. W warunkach krajowych typowy układ wyprowadzenia mocy w tej technologii obejmuje sieć kabli wewnętrznych 66 kV, morską stację elektroenergetyczną OSS (ang. Offshore Substation), a następnie linie kablowe eksportowe wysokiego napięcia, najczęściej 220 kV lub 275 kV, łączące część morską z lądową stacją przyłączeniową OnSS (ang. Onshore Substation). Zasadniczą zaletą technologii HVAC jest możliwość wykorzystania dojrzałych i dobrze rozpoznanych rozwiązań aparaturowych, obejmujących transformatory mocy, rozdzielnice w izolacji gazowej GIS (ang. Gas Insulated Switchgear) lub powietrznej AIS (ang. Air Insulated Switchgear), dławiki kompensacyjne oraz filtry harmoniczných. Na Rys.2 przedstawiono elementy układu wyprowadzenia mocy dla technologii HVAC.



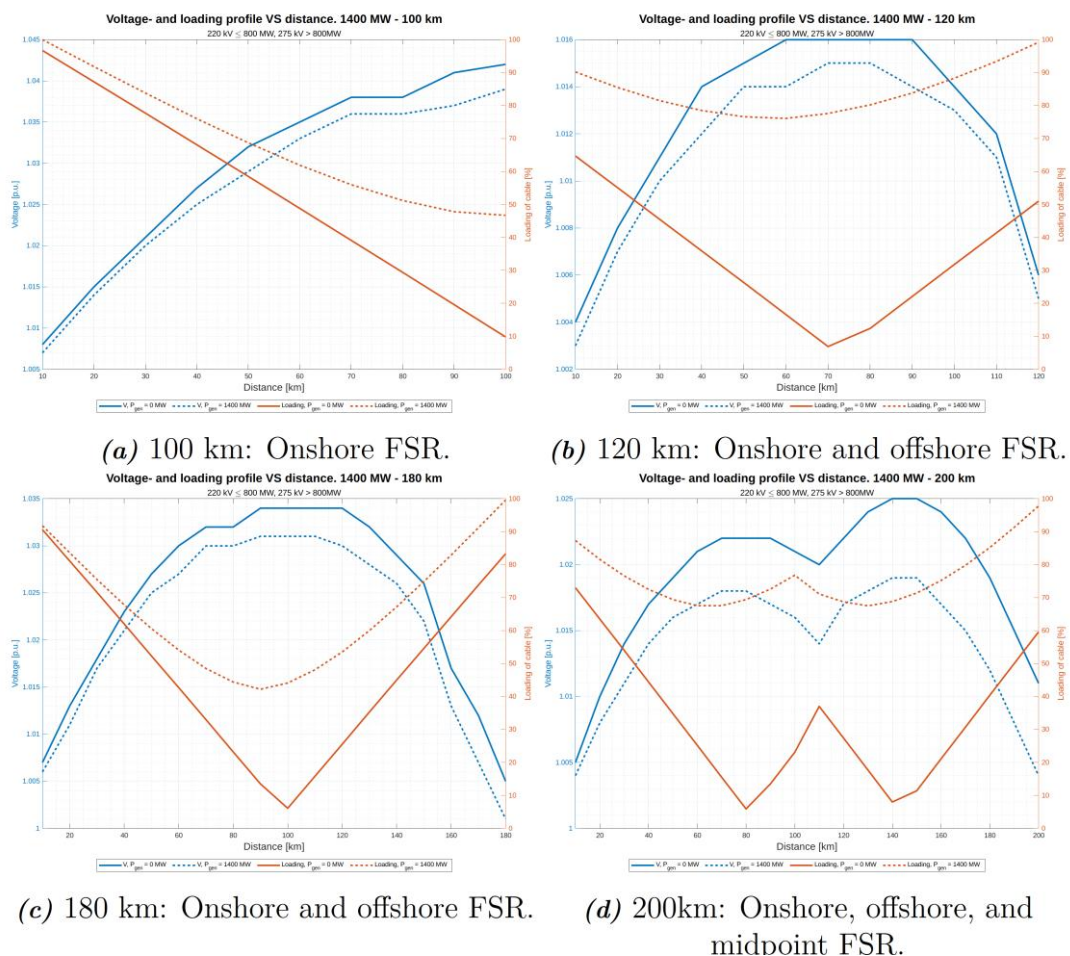
Rys. 2 Schemat funkcjonalny technologii HVAC. Źródło: opracowanie własne na podstawie [1].

Podstawowe ograniczenie tej technologii wynika z pojemności kabla trójżyłowego prądu przemiennego. Wraz ze wzrostem długości kabla wzrasta natężenie prądu ładowania pojemnościowego, a ilość przesyłanej mocy czynnej maleje. Z tego względu układy HVAC wymagają stosowania, na jednym lub obu końcach kabla, urządzeń kompensujących moc bierną w postaci dławików bocznikujących. Spotykane są również rozwiązania ze stacją kompensacyjną pośredniczącą, ale ze względów ekonomicznych i środowiskowych nie jest to rozwiązanie często stosowane.

Przy dużych długościach linii eksportowych strategia kompensacji mocy biernej staje się jednym z kluczowych czynników determinujących zdolność przesyłową całego układu. Jak pokazano na Rys. 3, maksymalna moc czynna możliwa do przesyłu kablem AC maleje istotnie wraz ze wzrostem długości toru eksportowego.



Rys. 3 Maksymalna przesyłowa moc czynna kablem 1000mm² Cu, w zależności od sposobu kompensacji i długości linii kablowej. Źródło: Electricity ten year statement 2015 appendix E, Technology [7]



Rys. 4 P Profil napięcia i zależność poziomu obciążenia od odległości i umiejscowienia sławika w przypadku 1400 MW. Linie przerywane odpowiadają pełnej produkcji, a linie ciągłe odpowiadają produkcji zerowej.

Źródło: Offshore Wind Transmission Systems - Power Grid Integration. Techno-economic analysis of HVAC, HVDC, and LFAC. Albin Andersson & Olle Johansson [8]

Z kolei Rys. 4 przedstawia przykładowe profile napięciowe i obciążenia prądowego linii eksportowej w zależności od konfiguracji układu kompensacyjnego. Rys. 4a – dławik kompensacyjny (FSR) tylko na stacji OnSS, Rys. 4b i 4c dławiki kompensacyjne na stacji OnSS i OSS, Rys. 4d dławiki kompensacyjne na stacji OnSS i OSS oraz w punkcie środkowym kabla eksportowego.

Przy zastosowaniu dławików kompensacyjnych na obu końcach kabla eksportowego krzywa obciążenia prądowego funkcji długości linii przybiera kształt paraboliczny, co oznacza, że odcinek lądowy oraz końcowy morski są najbardziej obciążone prądowo. Poprzez odpowiedni dobór mocy dławików kompensacyjnych w stacji OSS i OnSS można wpłynąć na lokalizację punktu minimalnego obciążenia linii eksportowej. W przypadku gdy stosunek mocy kompensacyjnej na stacjach OnSS / OSS wynosi 30% / 70%, punkt minimalnego obciążenia prądowego linii eksportowej przesunięty jest w kierunku stacji lądowej OnSS. Dla układu mocy kompensacyjnej na stacjach OnSS / OSS wynosi 70% / 30% punkt minimalnego obciążenia prądowego linii eksportowej przesunięty jest w kierunku stacji morskiej OSS. Szczególnie istotnym odcinkiem z punktu widzenia obciążalności prądowej jest strefa przejścia przez linię brzegową (landfall), gdzie warunki instalacyjne znacznie obniżają dopuszczalną obciążalność prądową kabla eksportowego. Poprzez odpowiedni dobór układu kompensacyjnego na stacjach OnSS i OSS można zmniejszyć obciążenie prądowe na odcinku landfall, a tym samym poprawić zdolności przesyłowe linii eksportowej MFW.

Przewaga systemów HVAC maleje, gdy o doborze rozwiązania zaczynają decydować bilans P/Q, rozmieszczenie dławików oraz ograniczenia prądowe kabli, a nie aparatura transformatorowa i rozdzielcza.

Należy przy tym podkreślić, że współczesne układy HVAC dla dużych morskich farm wiatrowych nie są rozwiązaniami prostymi, lecz rozwiązaniami wysoko zoptymalizowanymi i dopracowanymi technologicznie. Typowa morska stacja elektroenergetyczna w tej technologii obejmuje rozdzielnicę średniego napięcia w izolacji gazowej (GIS), transformatory mocy podwyższające napięcie do poziomu eksportowego, rozdzielnicę najwyższego napięcia w izolacji gazowej (GIS), a w razie konieczności również dławiki kompensacyjne.

Lądowa stacja elektroenergetyczna stanowi z kolei punkt przekazania mocy do sieci przesyłowej i zawiera rozdzielnicę najwyższych napięć w technologii powietrznej (AIS) lub gazowej (GIS) – zarówno po stronie wejścia kabli eksportowych jak i po stronie punktu przyłączenia do KSE, transformatory mocy dostosowujące napięcie do poziomu w punkcie przyłączenia, a także układy kompensacji mocy biernej (dławiki kompensacyjne, układy STATCOM) i filtry harmonicznych.

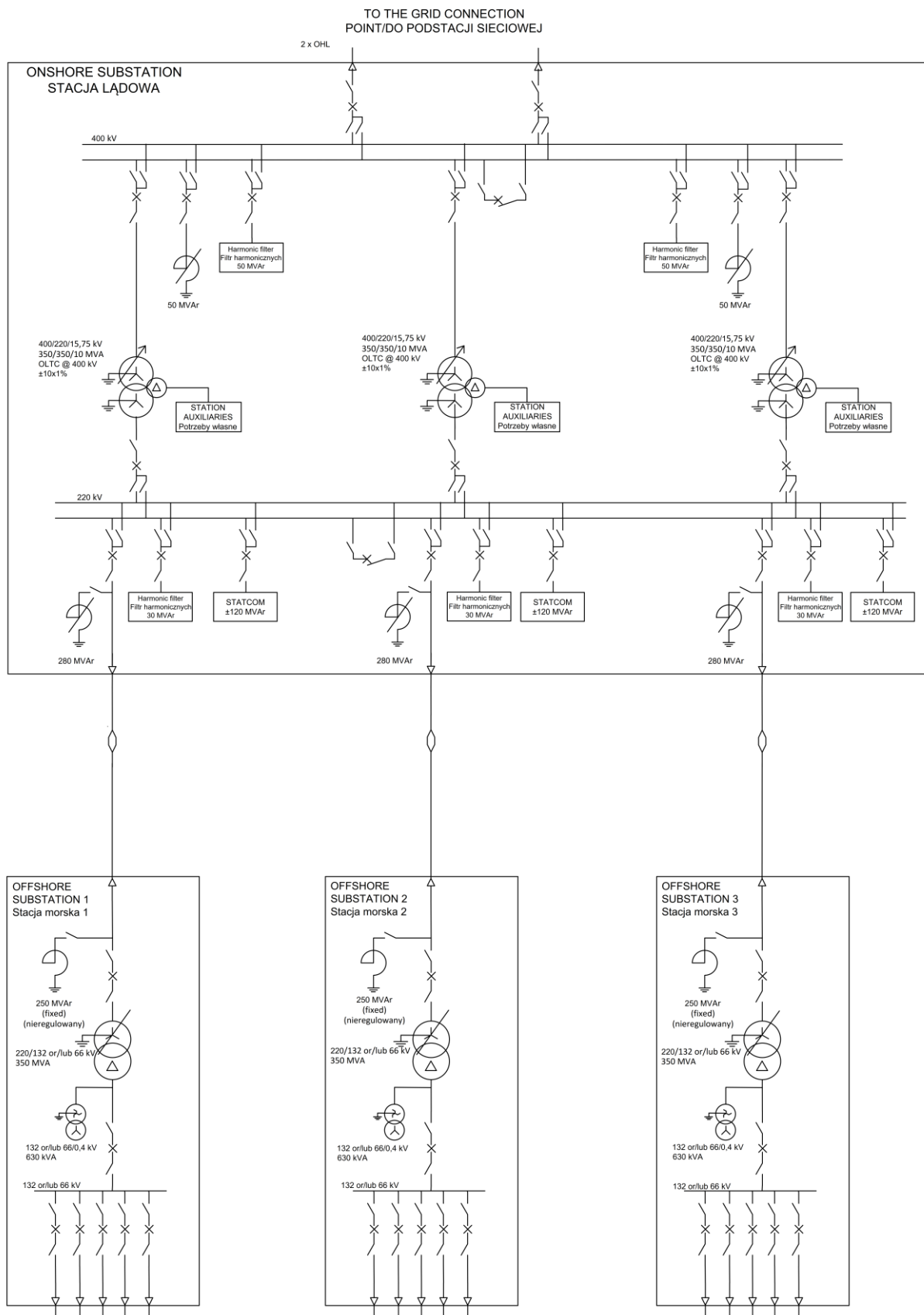
Zarówno część morska, jak i lądowa wyposażone są ponadto w układy pomiarowe i zabezpieczeniowe, system SCADA i telekomunikacji, potrzeby własne AC/DC, UPS, baterie akumulatorów, agregat awaryjny oraz instalacje pomocnicze, takie jak wentylacja (HVAC), systemy ppoż., oświetlenie i systemy bezpieczeństwa.

W przypadku rozdzielnic z izolacją gazową (GIS) warto nadmienić, że obecnie projektowane rozwiązania muszą spełniać wymogi rozporządzenia parlamentu europejskiego w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych [13].

Rys. 5 przedstawia zdjęcie stacji morskiej w technologii HVAC. Z kolei na Rys. 6 przedstawiono schemat jednokreskowy układu wyprowadzenia mocy z trzech stacji OSS do jednej stacji OnSS w technologii HVAC.



Rys. 5 Stacja morska w technologii HVAC - OSS East spółki Baltic Power [9]



Rys. 6 Przykładowy schemat jednokreskowy układu wyprowadzenia mocy z MFW w technologii HVAC.

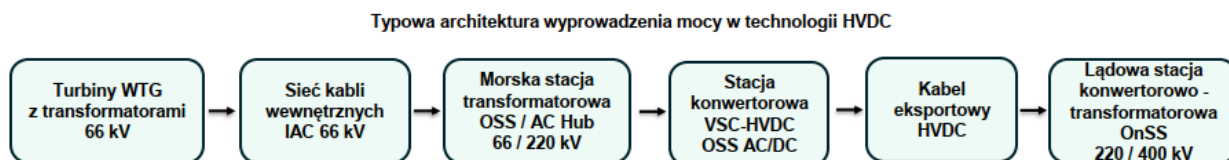
Źródło: Opracowanie własne na podstawie Morska Farma Wiatrowa BALTICA-1 – wyprowadzenie mocy, Projekt koncepcyjny autorstwa EPK, OWC, IEN [10]

4. Rozwiązania HVDC dla dużych mocy i dużych odległości

W przypadku morskich farm wiatrowych o dużej mocy zainstalowanej oraz znacznej odległości od punktu przyłączenia technologia HVDC zaczyna pełnić dominującą rolę. Jej przewaga nad rozwiązaniami HVAC wynika przede wszystkim z wyeliminowania ograniczeń związanych z generacją mocy biernej przez długie kable eksportowe AC, możliwości przesyłu dużej mocy przy mniejszej liczbie torów eksportowych oraz większej elastyczności sterowania mocą i napięciem w punkcie przyłączenia.

Z technologicznego punktu widzenia należy wyróżnić dwa podstawowe nurty rozwoju układów HVDC, tj. wykorzystująca tyrystory technologia LCC-HVDC (ang. Line Commutated Converter) oraz VSC-HVDC (ang. Voltage Source Converter), oparta na tranzystorach IGBT. Technologia LCC pozostaje rozwiązaniem klasycznym dla wielkoskalowych połączeń międzysystemowych, jednak wymaga współpracy z silnym systemem AC oraz stosowania rozbudowanych filtrów harmonicznnych i źródeł mocy biernej. Dla zastosowań offshore dominującą pozycję uzyskała natomiast technologia VSC-HVDC, której współczesnym standardem wykonania jest najczęściej architektura MMC (Modular Multilevel Converter). Rozwiązanie to umożliwia pracę ze słabą siecią po stronie morskiej, formowanie parametrów napięciowo-częstotliwościowych, bardziej zwartą zabudowę stacji oraz ograniczenie wymagań filtracyjnych w porównaniu z technologiami klasycznymi.

Typowa architektura współczesnego układu offshore HVDC obejmuje morską stację konwerterową, parę kabli DC oraz lądową stację konwerterową przyłączoną do sieci przesyłowej. Taki układ pozostaje dziś rozwiązaniem dominującym w projektach komercyjnych. Jednocześnie na rynku światowym rozwijane są nowoczesne architektury, takie jak: multi-terminal (kilka farm morskich połączonych z dwoma systemami krajowymi) lub hub-and-spoke – jeden centralny hub i kilka radialnych przyłączeń (kilka farm morskich połączonych z systemem krajowym i interkonnektorami do systemów innych krajów). Na Rys.7 przedstawiono elementy układu wyprowadzenia mocy dla technologii HVDC.



Rys. 7 Typowa architektura układu wyprowadzenia mocy w technologii VSC-HVDC. Źródło: opracowanie własne na podstawie [2].

Morska stacja konwerterowa HVDC stanowi węzeł integrujący sieć kolektorową farmy z systemem przesyłu prądu stałego. Obejmuje ona zwykle rozdzielnię AC dla doprowadzenia mocy z części wewnętrznej farmy, transformatory konwerterowe, przekształtniki VSC lub MMC, dławiki i reaktory konwerterowe, aparaturę łączeniową po stronie AC i DC, zakończenia kabli eksportowych DC. Charakterystyczną cechą części offshore pozostaje bardzo wysoka gęstość mocy, która przekłada się na konieczność ograniczania masy, gabarytów i złożoności systemów pomocniczych. Na Rys. 8 zdjęcie przedstawiające stację morską w technologii HVDC.

Lądowa stacja konwerterowa HVDC zawiera analogiczny tor przekształtnikowy, lecz jej układ jest dodatkowo zintegrowany z rozdzielnią sieci przesyłowej. Obejmuje zatem rozdzielnię AC po stronie systemowej, transformatory konwerterowe, moduły przekształtnikowe, reaktory, aparaturę DC, systemy sterowania i zabezpieczeń, układy chłodzenia oraz pełną infrastrukturę pomocniczą. W rozwiązaniach LCC istotną część stacji stanowią ponadto rozbudowane filtry harmonicznnych i źródła mocy biernej, natomiast stacje VSC są zwykle bardziej kompaktowe i wymagają mniejszego zakresu kompensacji zewnętrznej.

Podobnie jak dla układów opartych o prąd przemienny obie stacje wyposażone są w układy pomiarowe, zabezpieczeniowe i sterownicze oraz rozbudowane systemy pomocnicze: chłodzenie, potrzeby własne, UPS, baterie, telekomunikację, systemy pożarowe i zasilanie awaryjne. W zależności od przyjętej technologii i filozofii projektu na platformie morskiej mogą występować również elementy kompensacji AC, ograniczone filtry harmonicznnych oraz urządzenia związane z rozwojem przyszłej funkcjonalności DC.

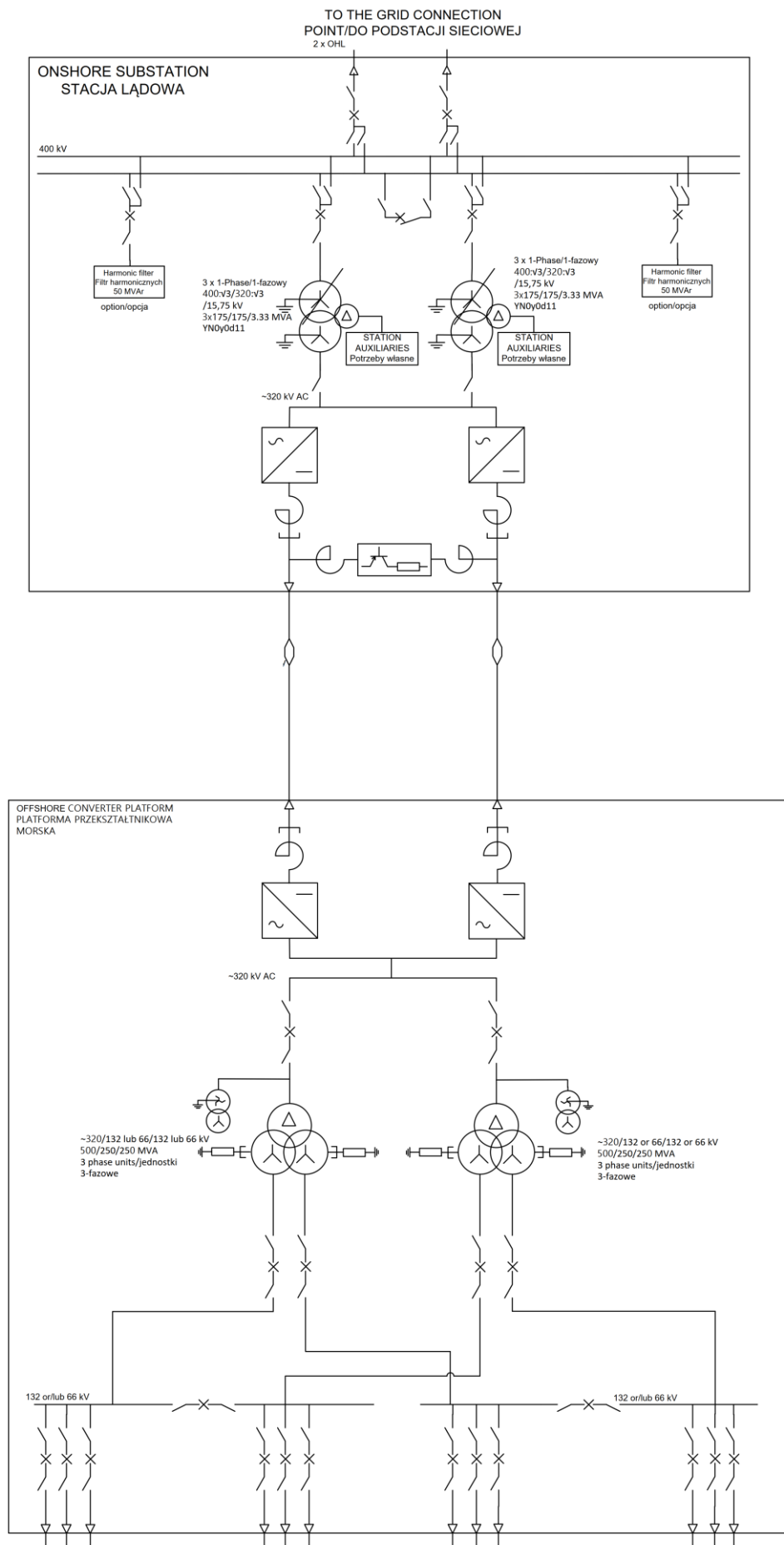
Istotnym argumentem przemawiającym za VSC-HVDC w zastosowaniach offshore jest również jego funkcjonalność systemowa. Technologia ta umożliwia niezależne sterowanie mocą czynną i bierną, wspiera pracę z „słabą” siecią po stronie morskiej, ułatwia uruchomienie i zasilanie farmy w stanach bezgeneracyjnych oraz tworzy podstawę dla późniejszej rozbudowy o układy wieloterminalowe. Z tego względu HVDC należy rozpatrywać nie tylko jako technologię przesyłu energii, ale również jako aktywny element kształtujący parametry pracy całego układu farma – stacja morska – stacja lądowa – system elektroenergetyczny.

Z projektowego punktu widzenia morskie i lądowe stacje konwerterowe powinny być traktowane jako jeden spójny układ funkcjonalny, ponieważ dopiero ich łączna analiza pozwala poprawnie ocenić straty, stany awaryjne, wymagania kodeksu sieciowego oraz dostępność operacyjną całego systemu. Na Rys. 9 przedstawiono schemat jednokreskowy układu wyprowadzenia mocy z jednej stacji OSS do jednej stacji OnSS w technologii HVDC.

W warunkach polskich należy odnotować, że doświadczenia eksploatacyjne w zakresie układów HVDC są ograniczone i zasadniczo sprowadzają się do połączenia SwePol Link. Nie stanowi ono jednak bezpośredniej referencji dla zastosowań offshore, ponieważ jest połączeniem międzysystemowym opartym na technologii LCC, podczas gdy współczesne projekty morskich farm wiatrowych realizowane są niemal wyłącznie w technologii VSC-HVDC, najczęściej w architekturze MMC. Oznacza to, że rozwój krajowych kompetencji w tym zakresie będzie wymagał korzystania z doświadczeń zagranicznych.



Rys. 8 Stacja morska HVDC DolWin2. Źródło: Strona internetowa ABB [14]



Rys. 9 Przykładowy schemat jednokreskowy układu wyprowadzenia mocy z MFW w technologii HVDC.
Źródło: Opracowanie własne na podstawie Morska Farma Wiatrowa BALTICA-1 – wyprowadzenie mocy,
Projekt koncepcyjny autorstwa EPK, OWC, IEN [10]

Obecnie w systemach elektroenergetycznych wykorzystywane są układy HVDC w niżej wymienionych wariantach wykonania [2]:

1. Symetryczny jednobiegunowy HVDC (VSC) – o następujących cechach:
 - dwa przewody: $+V$ / $-V$,
 - napięcie DC ± 320 kV (standard), (opcjonalnie ± 400 kV)
 - napięcia symetryczne względem ziemi,
 - brak elektrody ziemnej,
 - standard dla farm wiatrowych offshore
 - osiągalna moc do 1400MW.
2. Asymetryczny jednobiegunowy HVDC – o następujących cechach:
 - jeden kabel DC,
 - napięcie DC ± 320 kV,
 - powrót przez ziemię lub morze,
 - dziś praktycznie nieużywany w offshore wind.
3. Dwubiegunowy HVDC (Bipole) – o następujących cechach:
 - dwa niezależne bieguny,
 - napięcie DC ± 525 kV (standard), (opcjonalnie ± 400 kV)
 - możliwa praca awaryjna jednym biegunem,
 - duża niezawodność,
 - stosowany przy bardzo dużych mocach,
 - osiągalna moc do 2000MW

5. Porównanie technologii HVAC i HVDC

Z perspektywy praktyki projektowej dobór technologii wyprowadzenia mocy należy traktować jako wynik iteracyjnej analizy techniczno-ekonomicznej, prowadzonej z uwzględnieniem kryteriów przedstawionych w punkcie 2 artykułu. Dla projektów zlokalizowanych w bliskiej i średniej odległości od brzegu (jak np. projekty offshore pierwszej fazy na Morzu Bałtyckim) technologia HVAC pozostaje rozwiązaniem naturalnym. Dla projektów dużej mocy, o dużej odległości od brzegu lub o wysokich wymaganiach regulacyjnych, przewaga przechodzi na stronę HVDC. Podstawowym czynnikiem technicznym, który przenosi decyzję w kierunku technologii prądu stałego są ograniczone możliwości kompensacyjne w przypadku technologii prądu przemiennego. Jednakże, ze względu na szereg różnych czynników nie ma możliwości określenia jednej granicznej odległości. Tab. 1 przedstawia porównanie wybranych kryteriów, które bierze się pod uwagę we wspomnianych analizach techniczno-ekonomicznych, dla obu technologii.

Tab. 1. Porównanie wybranych kryteriów doboru technologii wyprowadzenia mocy. Opracowanie własne na podstawie [1] – [5].

Kryterium	HVAC	HVDC
Moc i odległość	farmy o mocy rzędu ok. 1000 MW, odległości zwykle poniżej ok. 100 km	duże moce farm, zwykle powyżej ok. 1200 MW, oraz większe odległości, zwykle powyżej ok. 100 km
Kable eksportowe	ograniczenia wynikające z prądów ładowania i mocy biernej, większa liczba torów eksportowych	brak problemu pojemnościowego kabla eksportowego, wyższa zdolność przesyłowa, zazwyczaj jeden tor kablowy
Stacja offshore	prostsza funkcjonalnie (transformatory, rozdzielnice GIS, kompensacja) o mniejszych gabarytach	większa złożoność techniczna, konwersja AC/DC, większa masa i gabaryty

Kryterium	HVAC	HVDC
Sterowanie systemem	ograniczane bilansem mocy biernej i układem kompensacji	niezależne sterowanie P/Q, lepsze wsparcie słabej sieci, możliwość black start
Niezawodność	wyższa dostępność operacyjna, układy wielotorowe dają większą możliwość częściowego wyprowadzenia mocy	wyższa krytyczność stacji konwerterowych, większe ryzyko ograniczenia/ odstawienia całej farmy (mniejsza liczba torów eksportowych)
Instalacja i wykonanie	technologia dojrzała rynkowo i organizacyjnie, lepszy łańcuch dostaw i krótsze czasy dostaw	technologia mniej rozpowszechniona - mała dostępność i ograniczone możliwości instalacyjne, długie terminy dostaw, braki kadrowe
Środowisko	większa liczba torów oznacza większą ingerencję w dno morskie i strefę brzegową	mniejsza ingerencja przestrzenna dzięki redukcji liczby torów eksportowych
Ekonomia	zwykle niższy CapEx, OpEx, lepsze wyniki LCC, wyższe straty energii elektrycznej	wyższy CapEx i często wyższy OpEx, niższe straty energii elektrycznej
Potencjał rozwojowy	mniejszy potencjał dla dalszej integracji obszarowej	większa skalowalność i potencjał dla układów hubowych oraz wieloterminalowych

Porównanie zalet i ograniczeń obu technologii, w połączeniu z dotychczasowymi doświadczeniami projektowymi, wskazuje, że dla przypadków odpowiadających mocom rzędu około 1000 MW i odległościom rzędu 80-100 km zasadne jest wykorzystanie pełnego potencjału rozwiązań HVAC, o ile możliwe jest spełnienie wymagań technicznych i ekonomicznych. Dopiero istotny wzrost mocy przesyłanej lub długości trasy eksportowej powoduje wyraźne przesunięcie optymalnego rozwiązania w kierunku technologii HVDC.

Należy przy tym uwzględnić, że poza samym kosztem stacji konwerterowych istotnym czynnikiem ograniczającym wdrażanie rozwiązań HVDC pozostają długie terminy dostaw komponentów DC, wpływające bezpośrednio na harmonogram realizacji całego przedsięwzięcia. Z drugiej strony mniejsza liczba torów eksportowych może w części przypadków istotnie ograniczać koszty infrastruktury kablowej, co poprawia konkurencyjność wariantu HVDC. Analogiczna sytuacja może wystąpić również po stronie układów HVAC, gdy dla dużych odległości konieczne staje się uwzględnienie pośredniczącej stacji kompensacji mocy biernej. Ostatecznie oznacza to, że każdorazowo niezbędne jest przeprowadzenie indywidualnej analizy techniczno-ekonomicznej dla konkretnego projektu.

6. Systemy kablowe

W układach wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych kable eksportowe dzielą się na część morską i lądową, przy czym poszczególne odcinki różnią się zarówno konstrukcją, jak i stosowanymi technologiami instalacji, w szczególności w części morskiej oraz w strefie przejścia na ląd.

Dla kabli eksportowych morskich stosuje się dwa podstawowe podejścia do sposobu układania [5]:

- układanie z jednoczesnym zakopywaniem kabla (SLB – Simultaneous Lay and Burial),
- układanie z późniejszym zakopywaniem (PLB – Post-Lay Burial).

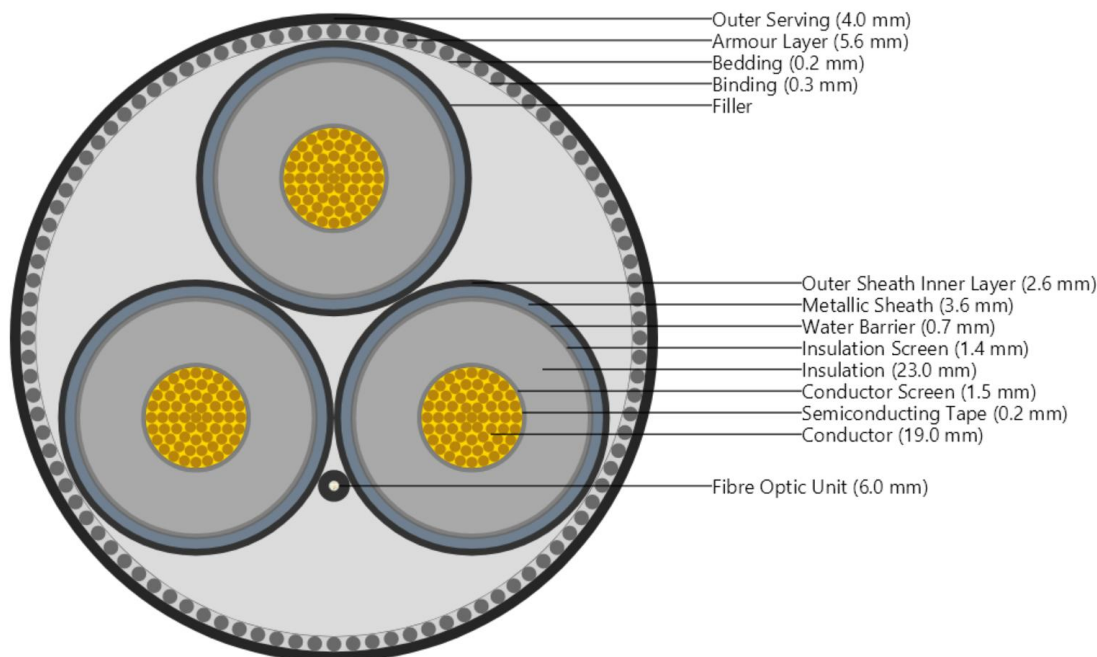
Wybór metody zależy od warunków geotechnicznych i batymetrycznych, wymaganej głębokości zakopania, obecności przeszkód terenowych oraz od dostępności odpowiednich jednostek instalacyjnych i narzędzi roboczych. W przypadkach, w których uzyskanie wymaganej głębokości zakopania nie jest możliwe z uwagi na warunki geologiczne, skrzyżowania z inną infrastrukturą lub ograniczenia wykonawcze, stosuje się dodatkowe środki ochrony mechanicznej, takie jak materace betonowe, osłony prefabrykowane lub narzut kamienny.

Szczególnie wymagającym fragmentem trasy jest strefa landfall, czyli odcinek, w którym morski kabel eksportowy przechodzi ze środowiska morskiego do infrastruktury lądowej. W zależności od uwarunkowań lokalnych i środowiskowych odcinek ten może być realizowany metodą wykopu otwartego w strefie brzegowej albo technikami bezwykopowymi, w szczególności z wykorzystaniem przewiertu kierunkowego HDD (ang. Horizontal Directional Drilling), a w bardziej złożonych warunkach również w technologii Direct

Pipe, łączącej elementy przewiertu sterowanego i mikrotunelowania. Z punktu widzenia projektowego wybór technologii przejścia przez linię brzegową ma znaczenie nie tylko wykonawcze i środowiskowe, lecz również elektryczne, ponieważ odcinek landfall, zwłaszcza realizowany w technologii HDD, bardzo często stanowi jedno z lokalnych ograniczeń obciążalności prądowej toru eksportowego.

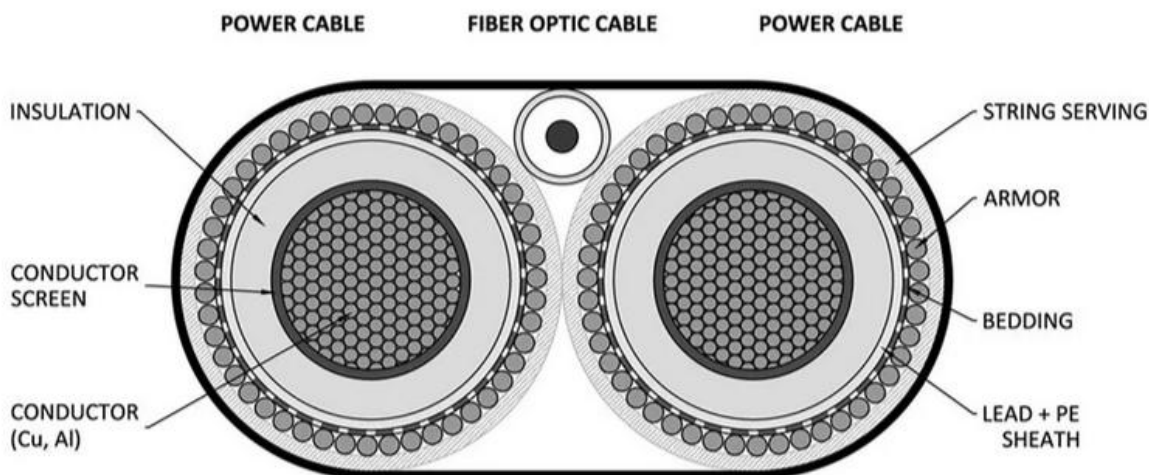
Ważnym elementem strefy przejściowej jest TJB (ang. Transition Joint Bay), czyli podziemna komora zlokalizowana w rejonie landfall, w której realizowane jest połączenie kabla morskiego z kablem lądowym. Komorę TJB lokalizuje się zwykle w pewnym oddaleniu od linii brzegowej, tak aby złącze kablowe znajdowało się poza najbardziej agresywną strefą oddziaływania środowiska morskiego i mogło być wykonane oraz eksploatowane w bardziej stabilnych warunkach geotechnicznych i środowiskowych.

Odnosnie konstrukcji kabli to w systemach HVAC stosowane są najczęściej podmorskie kable trójżyłowe w izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE), z miedzianą lub aluminiową żyłą roboczą oraz pancerzem z drutu stalowego ocynkowanego GSWA (ang. Galvanized Steel Wire Armour) lub pancerzem z drutu ze stali nierdzewnej SSWA (ang. Stainless Steel Wire Armour). Kable te występują ze zintegrowanym światłowodowym kablem telekomunikacyjnym. Przekrój przykładowego kabla podmorskiego 220 kV HVAC pokazano na **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.10.**



Rys. 10 Przekrój kabla podmorskiego 220 kV HVAC o przekroju 1000mm²: Źródło: CIGRE TB 880 [6]

W systemach HVDC stosowane są natomiast najczęściej podmorskie kable jednożyłowe w izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE), z miedzianą żyłą roboczą i ocynkowanym pancerzem z drutu stalowego (GSWA). Systemy kablowe HVDC są zwykle łączone w wiązkę podczas instalacji („bundled solution”), gdzie kabel bieguna dodatniego i ujemnego są owinięte razem ze światłowodowym kablem telekomunikacyjnym. Przekrój przykładowej wiązki kablowej podmorskiej HVDC pokazano na **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.11.**



Rys. 11 Przekrój wiązki kablowej HVDC dla układu symetrycznego jednobiegunowego. Źródło: CIGRE TB 880 [6]

Odcinek lądowy linii eksportowej realizowany jest zazwyczaj przy wykorzystaniu standardowych kabli ziemnych jednożyłowych w izolacji XLPE. W zależności od warunków instalacyjnych kable fazowe linii trójfazowej prowadzone są w układzie płaskim lub trójkątnym, natomiast żyły powrotne są uziemione poprzez przeplatanie (cross-bonding). W przypadkach znacznego oddalenia lądowej stacji elektroenergetycznej od strefy landfill rozważane mogą być również rozwiązania wykorzystujące napowietrzne linie elektroenergetyczne.

Z inżynierskiego punktu widzenia cały system kablowy wyprowadzenia mocy należy traktować jako element szczególnie wrażliwy na lokalne uwarunkowania środowiskowe i wykonawcze. O jego parametrach technicznych oraz zdolności przesyłowej decydują bowiem równocześnie właściwości termiczne dna morskiego i gruntu, możliwość uzyskania wymaganej głębokości zakopania, oddziaływanie falowania i mobilności osadów, a także liczba odcinków specjalnych, takich jak skrzyżowania z istniejącą infrastrukturą, przewierci bezwykopowe czy przejścia przez obszary objęte ograniczeniami środowiskowymi (jak np. pas wydmowy przy linii brzegowej).

7. Podsumowanie

Układ wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej stanowi jeden z głównych elementów całego przedsięwzięcia, ponieważ wpływa zarówno na zdolność przesyłu energii z farmy do systemu elektroenergetycznego, oddziaływanie na sieć przesyłową, jak i na nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacyjne. Z tego względu wybór rozwiązania nie może być sprowadzony wyłącznie do wyboru poziomu napięcia lub samej technologii przesyłu, lecz powinien wynikać z wielokryterialnej analizy obejmującej aspekty techniczne, niezawodnościowe, środowiskowe, instalacyjne oraz ekonomiczne.

Technologia HVAC pozostaje rozwiązaniem podstawowym i technicznie uzasadnionym dla projektów offshore zlokalizowanych w odległości do około 100 km od punktu przyłączenia. Jej główne zalety obejmują wysoki stopień dojrzałości technologicznej, szeroką dostępność urządzeń oraz dobrze ugruntowane zasady projektowania i eksploatacji. Podstawowe ograniczenie tej technologii wynika natomiast z konieczności kompensacji mocy biernej generowanej przez kable eksportowe HVAC, co wraz ze wzrostem długości toru przesyłowego prowadzi do stopniowego obniżenia zdolności przesyłowej układu.

W przypadku farm o większej mocy zainstalowanej oraz większej odległości od punktu przyłączenia rośnie zasadność stosowania technologii HVDC. Pozwala ona ograniczyć problemy charakterystyczne dla długich kabli HVAC i zapewnia lepsze warunki współpracy z systemem elektroenergetycznym. Jednocześnie są to układy bardziej złożone technicznie i inwestycyjnie, z realnym problemem wydłużonych terminów dostaw kluczowych komponentów. Technologia HVDC jest też rozwiązaniem szczególnie perspektywicznym w odniesieniu do hub-ów energetycznych, integrujących moc wyprowadzaną z kilku rozproszonych morskich farm wiatrowych.

Rozwój współczesnych projektów morskiej energetyki wiatrowej jednoznacznie wskazuje, że układy wyprowadzenia mocy powinny być projektowane nie tylko jako poprawne z punktu widzenia elektrycznego, lecz również jako rozwiązania zoptymalizowane kosztowo i wykonawczo, odporne na stany awaryjne ograniczające zdolność przesyłu mocy oraz przygotowane na dalszy rozwój infrastruktury offshore.

Literatura

- [1] CIGRE TB 483: Guidelines for the Design and Construction of AC Offshore Substations for Wind Power Plants, 2011.
- [2] CIGRE TB 619: HVDC Connection of Offshore Wind Power Plants, 2015.
- [3] CIGRE TB 610: Offshore Generation Cable Connections, 2015.
- [4] DNV-ST-0145: Offshore substations.
- [5] DNVGL-RP-0360: Subsea power cables in shallow water.
- [6] CIGRE TB 880: Power cable rating examples for calculation tool verification, 2022.
- [7] The 2015 Electricity Ten Year Statement (ETYS) Appendix E, Technology
- [8] Albin Andersson & Olle Johansson. Offshore Wind Transmission Systems - Power Grid Integration. Techno-economic analysis of HVAC, HVDC, and LFAC, 2024.
- [9] Strona internetowa Offshore Wind Poland <https://offshorewindpoland.pl/baltic-power-instaluje-kluczowe-komponenty-morskie-stacje-elektroenergetyczne-juz-na-baltyku/>

- [10] Morska Farma Wiatrowa BALTICA-1 – wyprowadzenie mocy. Projekt koncepcyjny autorstwa EPK, OWC, IEN, 2025.
- [11] Strona internetowa Rzeczypospolitej Polskiej <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/13009,Offshore-Pierwsza-aukcja-dla-morskich-farm-wiatrowych-rozstrzygnieta.html>.
- [12] PSE S.A., Proces weryfikacji dostępności projektowej zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z MFW, Konstancin Jeziorna, 2022.
- [13] Rozporządzenie parlamentu europejskiego i rady (UE) 2024/573 z dnia 7 lutego 2024 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych, zmieniające dyrektywę (UE) 2019/1937 i uchylające rozporządzenie (UE) nr 517/2014.
- [14] Strona internetowa ABB <https://new.abb.com/news/detail/8270/hvdc-technology-for-offshore-wind-is-maturing>.