

STACJE PRZEKSZTAŁTNIKOWE HVDC UMOŻLIWIAJĄCE INTEGRACJĘ MORSKICH FARM WIATROWYCH Z SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM

Mariusz KŁOS¹, Łukasz ROSŁANIEC, Józef PASKA, Karol PAWLAK

Institut Elektroenergetyki, Politechnika Warszawska
1. tel.: +48222347591; e-mail: Mariusz.Klos@ien.pw.edu.pl

Streszczenie: Podstawowym problemem dla rozwoju morskich farm wiatrowych jest ich integracja z istniejącą infrastrukturą elektroenergetyczną. Przesył energii elektrycznej może być tu realizowany z użyciem kablowych łączy HVAC i HVDC. Dla morskich farm wiatrowych, z uwagi na szereg zalet, docelową wydaje się być technologia VSC HVDC.

W artykule zaprezentowano obecnie wykorzystywane technologie przekształtników energoelektronicznych dużej mocy, stosowane w stacjach elektroenergetycznych HVDC, umożliwiającą integrację morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym.

Przedstawiono aspekty techniczne technologii stacji przekształtnikowych oraz osiągnięte etapy standaryzacji. Zaprezentowano również potencjał poszczególnych technologii stacji przekształtnikowych HVDC (wady i zalety) w obszarze potencjalnych usług systemowych, które mogą pełnić w KSE.

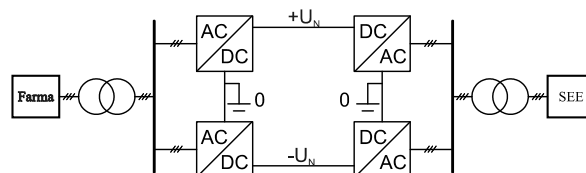
Słowa kluczowe: Stacje przekształtnikowe LCC i VSC HVDC, standaryzacja technologii HVDC, morskie farmy wiatrowe.

1. WSTĘP

Coraz częściej duże farmy wiatrowe są budowane na obszarach morskich. W Europie prawdziwy boom inwestycyjny możemy zaobserwować na obszarach Morza Północnego. Już dzisiaj mówi się szeroko o budowie morskich sieci przesyłowych, które umożliwią zagospodarowanie potencjału energetycznego w tym obszarze [10]. Podstawowym problemem jest integracja morskiej generacji wiatrowej z istniejącą infrastrukturą elektroenergetyczną. Przesył energii elektrycznej może być tu realizowany z użyciem kablowych łączy HVAC i HVDC. Dla morskich farm wiatrowych z uwagi na szereg zalet rozpatruje się, jako docelową, technologię VSC HVDC.

Prace badawczo rozwojowe układów przesyłowych HVDC (ang. *High Voltage Direct Current*) prowadzone w ostatnich latach przyczyniły się do szybkiego rozwoju tej technologii i zwiększenia roli, jaką ma odegrać w procesach rozwojowych sektora elektroenergetycznego w ujęciu globalnym. Główną przyczyną szybkiego rozwoju technologii HVDC była potrzeba poprawy efektywności przesyłu energii elektrycznej na znaczne odległości oraz możliwość budowy infrastruktury przesyłowej dla morskich instalacji technologicznych, np. morskich farm wiatrowych [1–5, 12]. Na rysunku 1 przedstawiono przykładową topologię łączy HVDC umożliwiającą integrację morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym.

W przypadku morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w odległości powyżej 80 km, technologia HVDC, wykorzystująca do przesyłu energii elektrycznej linie kablowe jest jedyną, racjonalną technologią do zastosowania.



Rys. 1. Przykładowa topologia łączy HVDC umożliwiająca integrację morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym (topologia bipolarna wykorzystująca uzmienniczą, jako przewód zerowy)

2. PORÓWNANIE TECHNOLOGII ŁĄCZY KABLOWYCH HVAC I HVDC

Obecnie przesyłanie energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego może być realizowane z użyciem łączy kablowego HVAC lub HVDC. Łączy HVAC są dojrzałą technologią. Dla przypomnienia, umożliwiają one przesył energii na duże odległości z wykorzystaniem głównie linii napowietrznych. Dodatkowo charakteryzują się: poborem dużej mocy biernej ładowania i ograniczoną przepustowością w przypadku linii kablowych AC (długie odcinki). Istnieje tu możliwość wystąpienia zjawiska rezonansu pomiędzy elementami łączy HVAC. Konstrukcja kabli AC wysokich napięć jest bardzo skomplikowana, co wpływa na wzrost kosztów inwestycyjnych. W przypadku łączy HVDC nie występują ograniczenia, co do długości linii przesyłowych (również kablowych). Podstawową i chyba najważniejszą właściwością łączy HVDC jest możliwość asynchronicznego łączenia dwóch systemów elektroenergetycznych pracujących na różnych poziomach napięć i z różnymi częstotliwościami i dwukierunkowy przesył energii. W zależności od użytej technologii przekształtników energoelektronicznych łączy HVDC umożliwia niezależną kontrolę mocy czynnej i mocy biernej w punkcie przyłączenia do systemu elektroenergetycznego (PCC). Do wad łączy HVDC należy zaliczyć duże nakłady inwestycyjne stacji przekształtnikowych. W tabelicy 1 przedstawiono charakterystykę porównawczą łączy kablowych HVAC i HVDC [1–4, 8].

Tablica 1. Porównanie funkcjonalne technologii łączy kablowych HVAC i HVDC [3–4, 7]

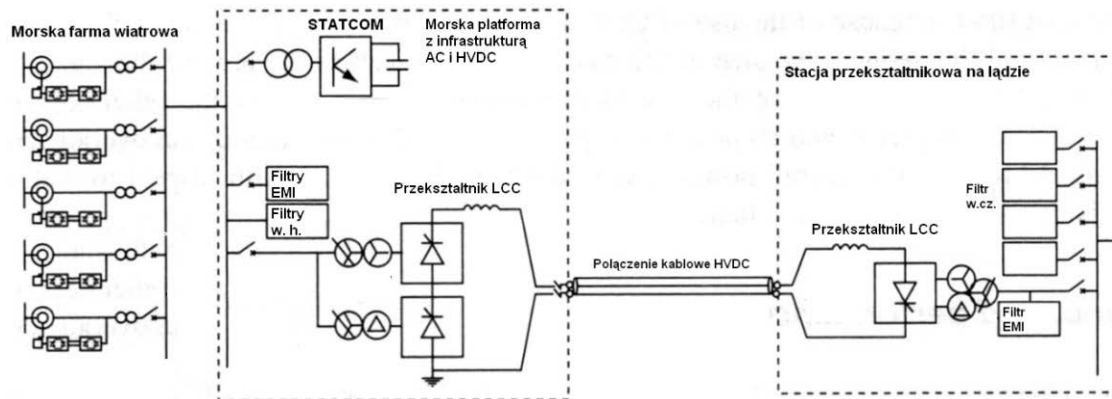
Wymagania funkcjonalne	HVAC	HVDC
Moc zwarciova w PCC	Moc zwarciova ulega zwiększeniu (udział w prądach zwarciowych zależny od rodzaju zastosowanego turbozespołu)	Moc zwarciova ulega zwiększeniu w minimalnym stopniu
Pobór mocy biernej	Tak (prąd ładowania linii AC)	W zależności od technologii: –LCC HVDC – tak (wymagany do prawidłowej pracy przetwornicy energoelektronicznej), –VSC HVDC – nie
Regulacja częstotliwości	Warunkowo możliwa (zależnie od rodzaju zastosowanego turbozespołu)	Możliwa
Praca z niskim obciążeniem łąca (w stanie pracy synchronicznej z KSE)	Tak	W zależności od technologii: –LCC HVDC – niestabilna, –VSC HVDC – tak
Regulacja mocy biernej w PCC (regulacja napięcia)	W większości przypadków potrzeba stosowania dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej	W zależności od technologii: –LCC HVDC – ograniczona, potrzeba stosowania dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej, –VSC HVDC – możliwa bez dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej
Wpływ na parametry jakościowe energii elektrycznej w PCC	Spełnia wymagania systemowe	Spełnia wymagania systemowe
Black start (praca „wyspowa”)	Warunkowo możliwy (zależnie od rodzaju zastosowanego turbozespołu)	Możliwy (tylko w przypadku przekształtników VSC, praca jako niezależne źródło napięcia)

3. INTEGRACJA MORSKICH FARM WIATROWYCH Z SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM Z WYKORZYSTANIEM ŁĄCZY HVDC

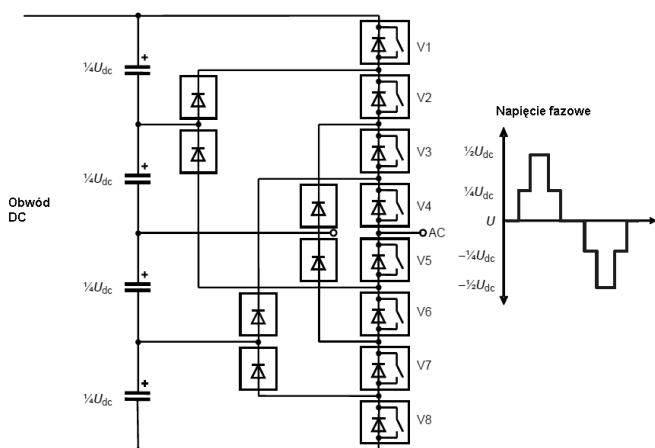
Łąca HVDC składa się z dwóch stacji elektroenergetycznych, każda z infrastrukturą DC (przekształtnikiem energoelektronicznym HVDC) i AC, zlokalizowanych na lądzie i platformie morskiej, oraz kabla energetycznego wysokiego napięcia DC, tworzącego linię przesyłową HVDC. Łąca HVDC wykorzystują dwie technologie przekształtników energoelektronicznych. Pierwszą technologią są układy z przekształtnikami pracującymi, jako źródła prądowe CSC (ang. Current Source Converter), często nazywane systemami „LCC HVDC” lub „classical HVDC”. Drugą technologią są układy z przekształtnikami pracującymi, jako źródła napięciowe VSC (ang. Voltage Source Converter), często nazywane systemami „VSC HVDC” [3, 6, 8, 11–12]. Systemy CSC HVDC wykorzystujące łączniki tyrystorowe (SCR, GTO, IGCT, GCT) są optymalną technologią do przesyłu bardzo dużej mocy na duże odległości. Charakterystyczny jest tu pobór mocy biernej bez względu na kierunek przepływu mocy czynnej przez linię. Technologia CSC HVDC posiada ograniczenia, co do kontroli i sterowania mocą bierną.

Te ograniczenia utrudniają funkcjonowanie tej technologii w strukturach morskich farm wiatrowych. Technologia LCC jest rozpatrywana, jako wiodąca technologia dla bardzo dużych morskich farm wiatrowych, które w przyszłości będą zlokalizowane na obszarach mórz i oceanów, bardzo daleko od systemu elektroenergetycznego. W tym przypadku rozpatruje się wykorzystanie układów STATCOM, jako wzorca napięcia potrzebnego do synchronizacji turbozespołów wiatrowych farmy i synchronicznej pracy z przetwornicą tyrystorową pracującą, jako prostownik [3, 6, 8-9]. Na rysunku 2

przedstawiono przykładową topologię łąca LCC HVDC współpracującego z farmą wiatrową [3]. Systemy VSC HVDC bazujące na technologii tranzystorowej (IGBT) nie mają takich ograniczeń, umożliwiają niezależną kontrolę przesyłu mocy czynnej i mocy biernej. Wykorzystanie technologii VSC HVDC w strukturach morskich farm wiatrowych umożliwia jednocześnie usprawnienie funkcjonowania, zarówno wewnętrznej infrastruktury elektroenergetycznej farmy (bardzo dobre parametry jakościowe energii elektrycznej po stronie SN), jak i przyłączenie całej instalacji do „słabego” pod kątem parametrów jakościowych energii systemu elektroenergetycznego (moce zwarciove w PCC są teoretycznie niewystarczające do współpracy systemu z farmą wiatrową). Dla przykładu kluczowym wymaganiem dla układów LCC HVDC, zapewniającym prawidłową współpracę z systemem elektroenergetycznym, jest zapewnienie, co najmniej dwukrotnie większego poziomu mocy zwarciovej w punkcie przyłączenia w stosunku do mocy samego łąca HVDC. Podstawą do budowy układów VSC są tranzystorowe falowniki napięcia, które umożliwiają dwukierunkowy przesył energii, czyli są w stanie pracować zarówno w trybie prostownika, jak i falownika [3, 6, 7–8, 10–12]. Konstrukcja ma bezpośredni wpływ na kształtowanie sygnału napięciowego na wyjściu przetwornicy. Bardziej skomplikowane struktury przekształtnika (przetwornice wielopoziomowe) przekładają się na jakość sygnału napięciowego (niższą zawartość wyższych harmonicznych). Ułatwia to znacznie filtrowanie sygnału napięcia z użyciem mniejszych filtrów na wyjściu przetwornicy. Wadą tego rozwiązania jest pogorszenie parametrów niezawodnościowych w wyniku skomplikowania torów mocy i algorytmów starowania. Na rys. 3 przedstawiono przykładowy schemat pięciopoziomowego przekształtnika tranzystorowego wykorzystywanego w łącu VSC HVDC wraz z kształtowanym napięciem fazowym.

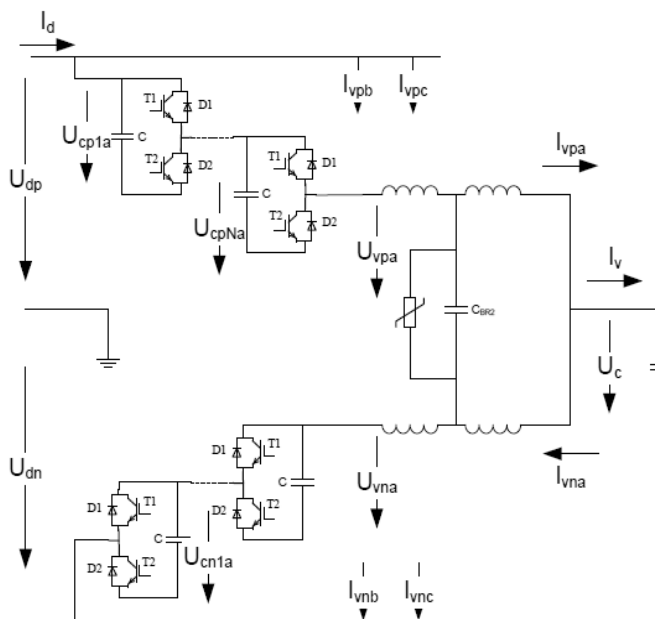


Rys. 2. Przykładowa topologia łącza LCC HVDC współpracującego z farmą wiatrową [3]



Rys. 3. Schemat pięciopozomowego przekształtnika tranzystorowego wykorzystywanego w łączu VSC HVDC wraz z kształtowanym napięciem fazowym

Na rysunku 4 przedstawiono schemat kaskadowego przekształtnika tranzystorowego wykorzystywanego w łączu VSC HVDC [7].



Rys. 4. Schemat kaskadowego przekształtnika tranzystorowego wykorzystywanego w łączu VSC HVDC sterowanego modulacją szerokości impulsu PWM

4. STANDARYZACJA TECHNOLOGII HVDC – STAN OBECNY

Na obecną chwilę nie istnieje komplet standardów technicznych w zakresie łącz HVDC, w tym morskich połączeń HVDC, umożliwiające prowadzenie ujednoliconych prac projektowo-budowlano-eksploatacyjnych w tym obszarze. Standaryzacja dla sieci HVDC, w tym łącz VSC HVDC, jest obecnie w opracowaniu przy udziale międzynarodowych organizacji standaryzujących, instytucji naukowych, operatorów systemów przesyłowych krajów członkowskich UE oraz firm międzynarodowego sektora elektroenergetycznego: IEC, ENTSO-E, CIGRE, CENELEC, DNV, 50Hertz Transmission, ABB, ALSTOM, DKE, Energinet, National Grid, Prysmian, SEK, Siemens, TenneT, i innych. Prace związane z określeniem ogólnych standardów technicznych dla łącz HVDC są obecnie prowadzone przez IEC (ang. International Electrotechnical Commission) w ramach komitetu technicznego TC115 High Voltage Direct Current (HVDC) transmission for DC voltages above 100 kV, przy współpracy z CIGRE. Obecnie istnieje 29 dokumentów normalizacyjnych dotyczących łącz HVDC. W tabeli 2 przedstawiono wykaz będących w opracowaniu standardów technicznych dla łącz HVDC, które będą uzupełniały merytorycznie istniejący wykaz norm mających zastosowanie na etapie projektowania, budowy i eksploatacji tych łącz.

Wymagania i główne wytyczne dotyczące współpracy technologii HVDC z systemem elektroenergetycznym są dopiero opracowywane przez ENTSO-E i będą uwzględniały następujące obszary [10]:

- kontrola i sterowanie przesyłem mocy czynnej i biernej,
- kontrola i regulacja poziomów napięć,
- regulacja częstotliwości,
- praca wyspowa,
- możliwość odbudowy systemu po ciężkiej awarii,
- stabilność systemu,
- operacje łączeniowe,
- instalacje teletechniczne,
- analizy systemowe (rozplywy, zwarcia),
- parametry jakościowe energii elektrycznej,
- rozruch instalacji (synchronizacja z KSE),
- straty przesyłowe,
- automatyka zabezpieczeniowa.

Obecnie mamy do czynienia ze swoistym monopolem wiedzy trzech koncernów energetycznych: ABB, Siemens i Alstom. Jedynie te koncerny energetyczne (potencjalni dostawcy technologii) posiadają technologie i rozwiązania umożliwiające bezpieczną współpracę łącz HVDC (szcze-

gólnie wykonanych w preferowanej technologii VSC) z systemami elektroenergetycznymi.

Tablica 2. Standardy techniczne dla łącz HVDC będące w opracowaniu w ramach komitetu technicznego IEC TC115

Numer normy	Tytuł normy
IEC/TS 61973 Edition 1.0	High voltage direct current (HVDC) substation audible noise
PWI/TR 115-3	DC side harmonics & filtering in LCC HVDC transmission systems
IEC/TR 62681 Ed.1	Electromagnetic Environment Criterion for High-voltage Direct Current (HVDC) Overhead Transmission Lines
PWI/TR 115-2	Guideline for HVDC System Operation Procedure
PWI/TR 115-5	Planning of HVDC Systems
IEC/TS 62344 Edition 1.0	Design of earth electrode stations for high-voltage direct current (HVDC) links – General guidelines
IEC/TS 62672-1 Ed.1	Reliability and availability evaluation of HVDC systems – Part 1: HVDC Systems with Line Commutated Converters

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Z technicznego punktu widzenia, zarówno technologia LCC, jak i VSC wydają się być wystarczające do integracji morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym. Pełna standaryzacja jest możliwa po zebraniu wieloletniego doświadczenia z eksploatacji obecnie pracujących stacji VSC HVDC, jak to miało miejsce w przypadku układów HVAC. Ze względu na specyfikę pracy, objawiającą się lepszymi parametrami i większą elastycznością, układy VSC (wykorzystujące falowniki napięcia), powinny być tu prefe-

rowane. Szczególnie w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym technologia VSC HVDC powinna być dedykowana do przyłączania morskich farm wiatrowych rozpatrywanych do budowy na wodach Morza Bałtyckiego.

6. BIBLIOGRAFIA

1. ABB: Technical description of HVDC Light® technology (2013).
2. ABB: Building resilient and reliable AC offshore wind farm grid connections (2013).
3. Arrillaga J., Liu Y. H., Watson N. R.: Flexible Power Transmission. The HVDC Options, John Wiley & Sons, Ltd 2007.
4. Arrillaga J., Liu Y. H., Watson N. R., Murray N. J.: Non-Linear Control of VSC and CSC Systems. In Self-Commutating Converters for High Power Applications, John Wiley & Sons, Ltd 2009.
5. Asplund G.: Sustainable energy systems with HVDC Transmission. ABB Power Technologies, Power Systems, HVDC.
6. Chan-Ki Kim, Vijay K. Sood, Gil-Soo Jang, Seong-Joo Lim, Seok-Jin Lee: HVDC transmission: power conversion applications in power systems. John Wiley and Sons 2009.
7. Jacobson B. et al: VSC-HVDC Transmission with Cascaded Two-Level Converters, B4-110, Cigré 2010.
8. Kala Meah, S. U.: Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems, IEEE 2008.
9. Melhem Z.: Electricity transmission, distribution and storage systems, Woodhead Publishing Limited, 2013
10. Network Code for HVDC Connections and DC-connected Power Park Modules Requirement Outlines, Draft Version for Assembly approval, 2013.
11. Rudervall R.: High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology review paper, Washington, USA: Energy Week 2000.
12. Ragheb M.: High Voltage Direct Current for Wind Power, 2009.

INVERTER HVDC SUBSTATIONS ENABLING INTEGRATION OF OFF-SHORE WIND FARMS INTO ELECTRIC POWER SYSTEM

The main problem in off-shore wind farms development is their integration into existing electric power infrastructure. The transmission of electricity can be realized with utilization of HVAC and HVDC cable connections. For off-shore wind farms, because of the series of their advantages, the goal technology seems to be VSC HVDC.

The article presents the current technologies of high capacity power electronic inverters used in HVDC substations, allowing the integration of offshore wind farms to the electric power system.

The technical aspects of inverter substation technology and achieved stages of standardization were presented. The potential of each HVDC inverter substation technology (pros and cons) in the area of potential system services that can play in the NPS was also presented.

Keywords: LCC and VSC HVDC substations, standardization of HVDC, off-shore wind farms