

doi:10.15199/48.2019.11.52

Analiza interakcji w układach hybrydowych MIDC

Streszczenie. Celem niniejszego artykułu było opracowanie modelu symulacyjnego układu HMIDC (Hybrid Multi-Infeed HVDC) oraz analiza interakcji układów HVDC różnej topologii (LCC oraz VSC). W ramach pracy przeprowadzono badania symulacyjne, z zakresu stanów nieustalonych wywołanych zwarciami, w oparciu o układ testowy HMIDC. Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdzono, że układy VSC mogą zarówno korzystnie, jak i niekorzystnie wpływać na pracę sąsiadującego układu LCC, w zależności od rodzaju zakłócenia.

Abstract. The goal of this article was to develop a simulation model of the HMIDC system (Hybrid Multi-Infeed HVDC) and study of the interaction between HVDC systems with different topologies (LCC and VSC). As part of the work, simulation tests were conducted in the field of transient states caused by short-circuits, based on the HMIDC test system. Based on the conducted tests, it was found that VSC systems can both favorably and adversely affect the operation of the neighboring LCC system, depending on the type of disturbance. (The analysis of interactions in a hybrid multi-infeed HVDC systems).

Słowa kluczowe: układ HVDC, układy hybrydowy MIDC, interakcje, VSC, LCC

Keywords: HVDC system, hybrid MIDC system, interaction, VSC, LCC

Wstęp

Układy HVDC (ang. High Voltage Direct Current - wysokie napięcie prądu stałego) stają się coraz bardziej popularne w systemach elektroenergetycznych na świecie. Wzrost popularności tych układów powoduje, że stacje przekształtnikowe, należące do różnych połączeń HVDC, mogą znajdować się w bliskim sąsiedztwie elektrycznym sprawiając, że praca jednej ze stacji może wpływać na funkcjonowanie stacji sąsiadującej.

Najpopularniejszymi obecnie układami HVDC są układy wykorzystujące przekształtniki LCC (ang. Line Commutated Converters) o komutacji sieciowej. Wykonane są one głównie w technice tyrystorowej, pozwalającej na osiągnięcie największych dostępnych obecnie mocy przesyłowych. Współcześnie obserwuje się znaczny wzrost liczby układów z przekształtnikami VSC (ang. Voltage Source Converters) o komutacji wymuszonej FCC (ang. Forced Commutated Converters). Wynika to z właściwości oferowanych przez układy tego typu. Pozwalają one na zasilanie sieci pasywnych, mają możliwość black-startu, oferują bardzo dobre właściwości w zakresie regulacji napięcia i częstotliwości oraz niezależnego regulowania przepływu mocy czynnej i biernej. Ponadto praca takich układów nie wymaga poboru mocy biernej [1]. Właściwości te znajdują zastosowanie w przyłączaniu morskich farm wiatrowych, których obecny i przyszły znaczny rozwój jest związany z wprowadzaniem odpowiednich wytycznych oraz regulacji prawnych [2, 3]. Co więcej, obserwowany jest ciągle wzrost osiąganych mocy znamionowych połączeń HVDC VSC, ze względu na rozwój energoelektronicznych przyrządów mocy (w tym tranzystorów, z których są one głównie budowane). Dzięki temu należy się spodziewać, że w przyszłości będzie możliwość przyłączania za pomocą tych układów nawet największych morskich farm wiatrowych [4].

Wymieniony zakres zastosowań układów HVDC oraz zauważalny postęp w osiąganych parametrach pozwalają stwierdzić, że układy HVDC, z przekształtnikami różnej topologii, będą coraz częściej występować blisko siebie. To z kolei powoduje, że różne układy mogą na siebie oddziaływać od strony węzła AC. Taka sytuacja ma już miejsce obecnie m. in. w Europie w takich układach jak Skagerrak 3 i Skagerrak 4 oraz Estlink 1 i Estlink 2 [5, 6].

Wpływ interakcji pomiędzy stacjami przekształtnikowymi VSC a LCC może być zarówno pozytywny, jak i negatywny [7]. Bliska lokalizacja układów różnych topologii powoduje konieczność przeprowadzania prac badawczych z zakresu interakcji pomiędzy stacjami przekształtnikowymi,

należącymi do różnych połączeń HVDC. Ze względu na wagę problemu organizacja ENTSO-E określa wytyczne dla operatorów europejskich systemów przesyłowych w zakresie interakcji pomiędzy układami HVDC [2]. Według [2], operator systemu przesyłowego ma możliwość stawiania wymogów dotyczących przeprowadzania badań, potwierdzających brak negatywnych interakcji, w przypadku gdy stacje przekształtnikowe znajdują się w bliskiej odległości elektrycznej. Również operator systemu przesyłowego w Polsce jest na etapie wdrażania Kodeksu sieciowego HVDC oraz opracował wstępną propozycję wymogów, w których określone są również zagadnienia z zakresu interakcji pomiędzy systemami HVDC [4]. Zagadnienia te stają się coraz bardziej istotne ze względu na planowaną w przyszłości sieć Supergrid [9, 10], której budowa opiera się na przekształceniu konwencjonalnych połączeń typu punkt-punkt w układy wielostacyjne, aby ostatecznie stworzyły one jedną sieć HVDC.

Układy HVDC o strukturach złożonych

W przypadku gdy w systemie elektroenergetycznym są zainstalowane co najmniej dwa układy HVDC, mogą wystąpić interakcje pomiędzy stacjami przekształtnikowymi należącymi do różnych połączeń stałoprądowych. W ten sposób może powstać układ HVDC o strukturze złożonej. Wzajemne oddziaływanie może wystąpić od strony stałoprądowej (od strony węzła DC) lub od strony przemiennoprądowej (od strony węzła AC). W pierwszym przypadku mówi się o strukturze złożonej typu Multiterminal, w drugim o układach typu Multi-Infeed (MIDC – Multi-Infeed Direct Current). W sytuacji gdy poszczególne stacje przekształtnikowe w takich układach są zbudowane z przekształtników różnej topologii (tj. LCC i VSC) powstaje układ hybrydowy MIDC nazywany HMIDC (ang. Hybrid Multi-Infeed Direct Current) [1].

Interakcje w układach HMIDC

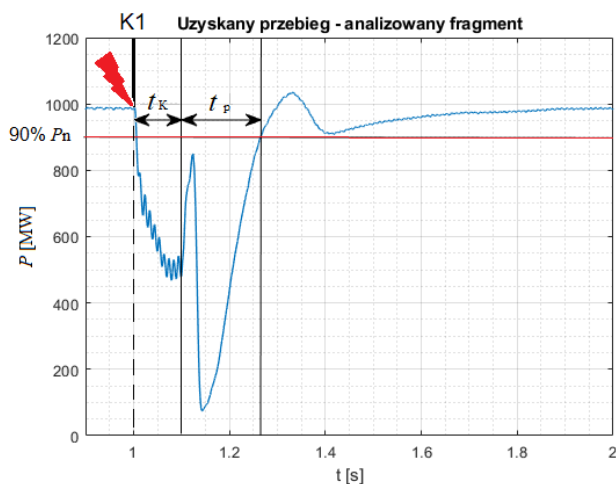
W przypadku pracy struktur MIDC, wykorzystujących wyłącznie przekształtniki typu LCC, literatura zagadnienia wskazuje wyłącznie negatywne interakcje, zakłócające lub utrudniające poprawną pracę stacji przekształtnikowych, znajdujących się w bliskiej odległości elektrycznej [12]. Do takich oddziaływań wzajemnych można zaliczyć: rozprzestrzenianie się przewrotów komutacyjnych na stacje sąsiadujące, występowanie przepięć dorywczych, wydłużenie czasu powrotu do poprawnej pracy po wystąpieniu zakłócenia, oddziaływania harmoniczne oraz układów regulacji [12].

Z kolei praca układów HVDC tworzących strukturę HMIDC może wiązać się zarówno z oddziaływaniem o charakterze pozytywnym jak i negatywnym. Obecność układu VSC, umożliwiła szybką i niezależną regulację mocy czynnej oraz biernej, co może okazać się szczególnie pomocne w czasie zakłóceń (wspierając sieć AC) lub po ustąpieniu zakłócenia (szybszy powrót do poprawnej pracy sąsiadującego układu HVDC LCC). Ponadto układy z przekształtnikami HVDC VSC nie są podatne na występowanie przewrotów komutacyjnych, poprawiają stabilność systemu elektroenergetycznego za pomocą wsparcia dla napięcia oraz częstotliwości oraz umożliwiają zasilanie sieci słabych. Niemniej jednak w przypadku bardzo niskiej inercji systemu oraz niewystarczającej mocy zwarciowej praca układów HVDC VSC, z konwencjonalnymi układami sterowania, może okazać się niepoprawna. W takich przypadkach należy stosować odpowiednio zmodyfikowane układy regulacji [13, 14].

Metody analizy interakcji w układach HMIDC

Analiza interakcji pomiędzy układami HVDC pracującymi w strukturze HMIDC może zostać przeprowadzona za pomocą różnych wskaźników. Zaliczyć do nich można między innymi t_p – czas powrotu do poprawnej pracy oraz wartości napięć dorywczych.

Czas powrotu do poprawnej pracy służy do opisu działania układów HVDC w czasie trwania stanów nieustalonych i jest jednym z podstawowych wskaźników stosowanych w celu ich charakterystyki [15]. Czas powrotu do poprawnej pracy układu HVDC po usunięciu zakłócenia jest definiowany jako czas od momentu usunięcia zakłócenia do ponownego uzyskania 90% mocy czynnej przesyłanej przed zakłóceniem [16]. Przykładowe wyznaczenie czasu powrotu do poprawnej pracy po usunięciu zakłócenia w postaci zwarcia jednofazowego trwającego t_K (100 ms) zostało przedstawione na rysunku 1. Na podstawie przeprowadzonych analiz autorzy uważają, że w niektórych przypadkach kryterium 90% jest zbyt rygorystyczne – układy HVDC już przy mniejszych mocach przesyłanych łączem pracują zwykle poprawnie. Problem w analizach stanowi chwilowe (bardzo krótkie) zmniejszenie mocy przesyłanej w łączu HVDC poniżej 90% w trakcie odbudowy przesyłu mocy znamionowej. W rezultacie mimo, że przebieg jest właściwie ustalony wartość tego wskaźnika, w porównywalnych przypadkach może bardzo się różnić. W związku z tym zdecydowano się przeprowadzić analizy dla kryterium 80% mocy czynnej przesyłanej przed zakłóceniem.



Rys. 1. Moc w połączeniu HVDC – sposób wyznaczania czasu powrotu do poprawnej pracy po usunięciu zakłócenia.

Kolejnym ze wskaźników służących ocenie interakcji układów HMIDC jest wartość napięcia chwilowych TOV (ang. Transient Overvoltage). Przepięcia w takich układach występują zwykle po usunięciu zakłóceń (w czasie powrotu do poprawnej pracy) lub w czasie zablokowania przesyłu mocy w jednym z połączeń HVDC.

W przypadku interakcji pomiędzy systemem AC a układami HVDC podczas stanów ustalonych w analizach stosowane są krzywe mocy maksymalnych MPC (ang. Maximum Power Curve). Wyznaczone krzywe pozwalają na określenie w jakim stopniu może wzrosnąć prąd w połączeniu DC aż do punktu, w którym dalszy wzrost prądu nie skutkuje zwiększeniem mocy przesyłanej w łączu HVDC. Punkt na krzywej, w którym występuje maksymalna moc połączenia HVDC określany jest mianem punktu MAP (ang. Maximum Available Power) [14].

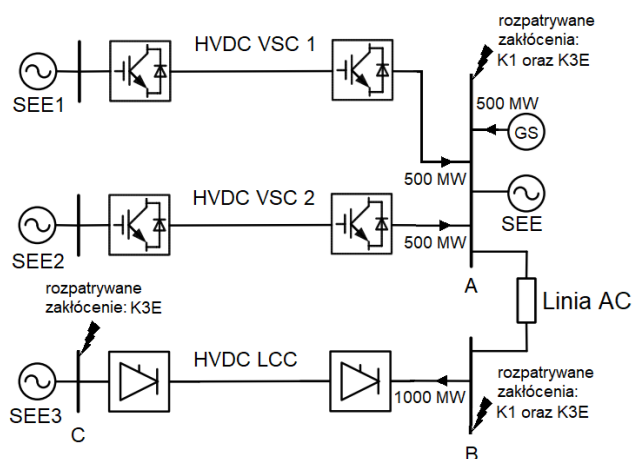
Poziom interakcji pomiędzy układami HVDC jest największy, w przypadku gdy poziom mocy zwarciowej w węzle przyłączenia przekształtników jest niski. W analizach pracy układów HVDC stosowany jest współczynnik $ESCR$, który jest zdefiniowany w następujący sposób:

$$(1) \quad ESCR = \frac{S_k'' - Q_c + S_1}{P_{DC}}$$

gdzie: S_k'' – moc zwarciowa w węzle z przekształtnikiem, Q_c – moc bierna urządzeń kompensacyjnych, S_1 – moc kompensatora synchronicznego (jeśli występuje), P_{DC} – moc znamionowa połączenia HVDC.

Model układu testowego HMIDC

W niniejszym artykule rozważaniom poddano układ składający się z: dwóch połączeń HVDC VSC (VSC 1 oraz VSC 2), jednego połączenia HVDC LCC, generatora synchronicznego (GS), elektroenergetycznego systemu zastępczego oraz linii AC. Strukturę analizowanego układu przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Analizowany model układu testowego HMIDC

Model układu testowego został poddany analizie w 4 wariantach wykonania układu, zgodnie z tabelą 1 (plusem oznaczono występowanie elementu, minusem jego brak w układzie). Poszczególne warianty różnią się między sobą stopniem złożoności układu.

Badania, ze względu na złożoność zjawisk, zostały przeprowadzone z wykorzystaniem oprogramowania PSCAD. Analiza uzyskanych przebiegów w dziedzinie

czasu pozwala na określenie stopnia oddziaływań pomiędzy układami HVDC.

Tabela 1. Analizowane warianty układów modelu testowego

Wariant układu	Elementy składowe					
	HVDC LCC	HVDC VSC1	HVDC VSC2	GS	Linia AC	SEE
0	+	-	-	-	+	+
1	+	-	-	-	+	+
2	+	+	-	-	+	+
3	+	+	-	+	+	+
4	+	+	+	+	+	+

Założona moc zwarciowa w węzłach przyłączenia układów HVDC, wyrażona za pomocą współczynników ESCR, została przedstawiona w tabeli 2.

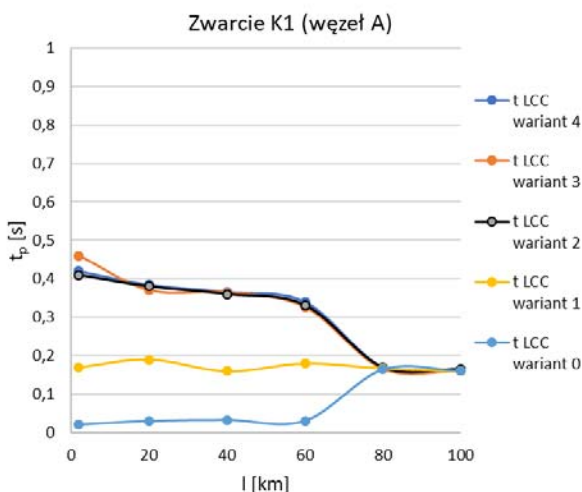
Tabela 2. Parametry analizowanego układu

Parametr	Wartość
ESCR SEE1	5
ESCR SEE2	5
ESCR SEE3	2,5
ESCR SEE	2-10

W trakcie badań układ sterowania połączeniem HVDC VSC pracował w trybach regulacji napięcia DC po stronie prostownika oraz w trybie regulacji mocy oraz napięcia AC po stronie falownika. W połączeniu HVDC typu LCC zastosowano standardowe tryby sterowania pracą łącza: po stronie prostownika utrzymywanie stałej wartości prądu DC (regulacja kąta zapłonu) a po stronie falownika utrzymywanie stałej wartości kąta wyprzedzenia wygaszania (regulacja napięcia stałego).

Wpływ złożoności układu oraz rodzaju zwarcia

W przeprowadzonych badaniach analizowany był wpływ długości linii AC łączącej węzły A oraz B. Zakres zmian długości linii wynosił od 2 do 100 km. Analiza różnych wariantów układu testowego pozwala na ocenę możliwości wprowadzenia różnych układów HVDC w jedno otoczenie elektryczne. Badania symulacyjne pozwoliły na określenie czasu powrotu do poprawnej pracy układów HVDC po ustąpieniu różnych zakłóceń. Analizowanymi stanami nieustalonymi były stany następujące po zwarcia: jednofazowych oraz trójfazowych z ziemią w węźle A i B oraz zwarcia trójfazowe z ziemią w węźle C.



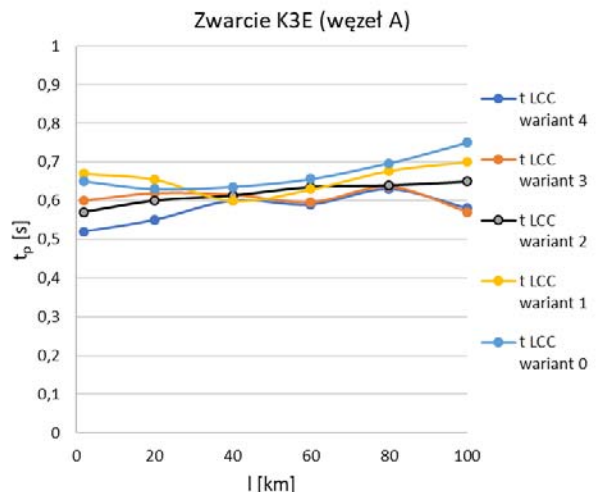
Rys. 3. Czas powrotu do poprawnej pracy połączenia HVDC LCC (po ustąpieniu zwarcia jednofazowego w węźle A) w zależności od badanego wariantu układu oraz od długości linii AC

a) Zwarcie jednofazowe z ziemią w węźle A

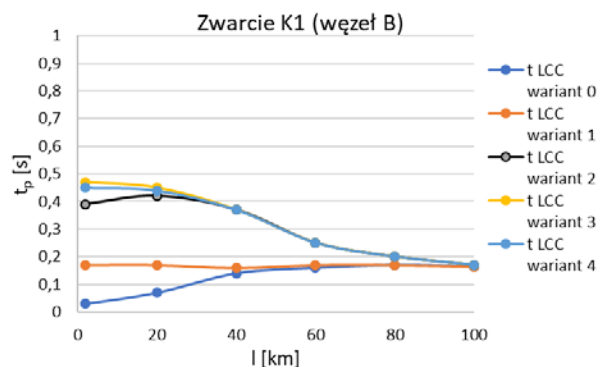
Wyniki badań zwarć jednofazowych z ziemią w węźle A przedstawiono na rysunku 3. Analiza wyników dla zwarć jednofazowych w różnych wariantach badanego układu pozwala stwierdzić, że samodzielna praca połączenia HVDC LCC daje najmniejsze czasy powrotu do poprawnej pracy. Wprowadzenie dodatkowych połączeń HVDC VSC w jedno otoczenie elektryczne skutkuje wydłużeniem czasu powrotu do poprawnej pracy układu LCC. Na podstawie rysunku 3 można stwierdzić, że dla długości linii AC 80 km i większych interakcje (następujące po zwarcu jednofazowym) pomiędzy sąsiadującymi układami HVDC mają ten sam efekt (ten sam czas powrotu do poprawnej pracy układu LCC).

b) Zwarcie trójfazowe z ziemią w węźle A

Wyniki badań zwarć trójfazowych z ziemią dla układów HVDC LCC w węźle A przedstawiono na rysunku 4. Dla niewielkich długości linii AC pomiędzy stacjami przekształtnikowymi połączeń HVDC różnych topologii występuje korzystny wpływ układów HVDC VSC na układ HVDC LCC – dla wariantów 2, 3 oraz 4 notowane są najkrótsze czasy powrotu do poprawnej pracy układu HVDC LCC po usunięciu zwarcia trójfazowego z ziemią w węźle A. Wynika to z faktu, że w wymienionych wariantach występują układy HVDC VSC.



Rys. 4. Czas powrotu do poprawnej pracy połączenia HVDC LCC (po ustąpieniu zwarcia trójfazowego z ziemią od strony węzła A) w zależności od badanego wariantu układu oraz od długości linii AC



Rys. 5. Czas powrotu do poprawnej pracy połączenia HVDC LCC (po ustąpieniu zwarcia jednofazowego od strony węzła B) w zależności od badanego wariantu układu oraz od długości linii AC

a) Zwarcie jednofazowe w węźle B

Na rysunku 5 przedstawiono uzyskane czasy powrotu do poprawnej pracy połączenia HVDC LCC, po ustąpieniu

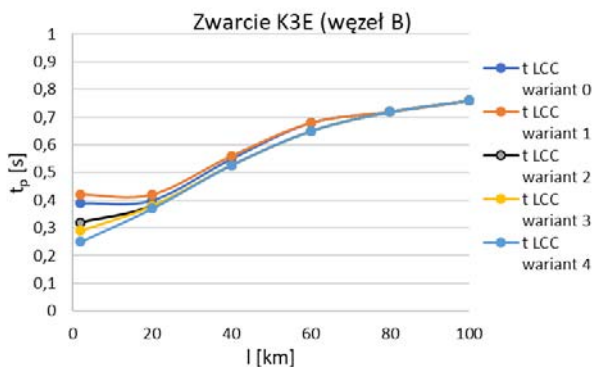
zwarcia jednofazowego od strony węzła B dla różnych wariantów układów i różnych długości linii AC.

Czas powrotu do poprawnej pracy, po zwarciu K1 w węźle B, jest najkrótszy podczas pracy samego układu LCC oraz krótszych długości linii AC (stacja przekształtnikowa LCC znajduje się wtedy bliżej węzła zasilającego). Z kolei włączenie do węzła A układów VSC powoduje wydłużenie tego czasu. Oddziaływanie układów HVDC VSC zanika dopiero dla długości linii AC wynoszącej 100 km.

b) Zwarcie trójfazowe z ziemią w węźle B

Na rysunku 6 przedstawiono uzyskane czasy powrotu do poprawnej pracy połączenia HVDC LCC, po ustąpieniu zwarcia trójfazowego z ziemią, od strony węzła B, dla różnych wariantów układów i różnych długości linii AC.

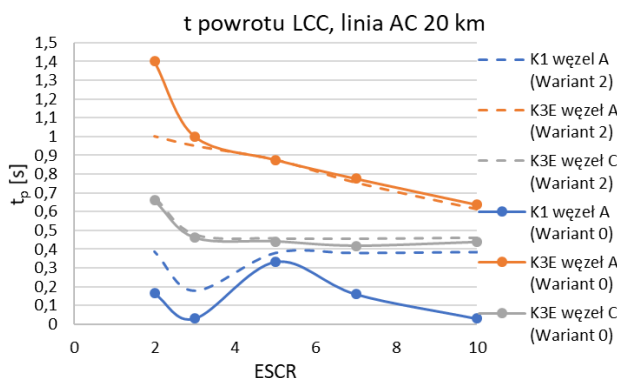
Czas powrotu do poprawnej pracy, po zwarciu K3E w węźle B, jest najkrótszy dla struktur w których występują układy VSC, co jest szczególnie widoczne dla najmniejszych długości linii AC. Wraz ze wzrostem długości linii AC następuje zmniejszenie oddziaływania układów VSC na układ LCC i czas ten ulega wydłużeniu.



Rys. 6. Czas powrotu do poprawnej pracy połączenia HVDC LCC (po ustąpieniu zwarcia trójfazowego z ziemią od strony węzła B) w zależności od badanego wariantu układu oraz od długości linii AC

c) Zwarcie trójfazowe z ziemią w węźle C

Na podstawie przeprowadzonych analiz stwierdzono, że czas powrotu do poprawnej pracy układu HVDC LCC, po ustąpieniu zwarć trójfazowych z ziemią w węźle C, nie jest zależny od długości linii AC.

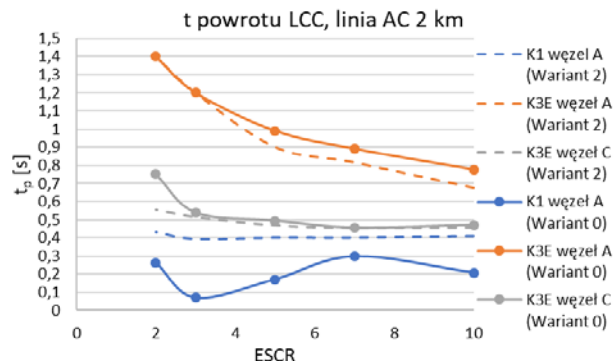


Rys. 7. Czas powrotu do poprawnej pracy połączenia HVDC LCC pracującego w wariantach układów 0 oraz 2 (po ustąpieniu różnych rodzajów zwarć) w zależności od poziomu mocy zwarcia, dla linii AC o długości 20 km

Analiza interakcji pomiędzy układami HVDC LCC i VSC

W badaniach czasu powrotu do poprawnej pracy uwzględniono również poziom mocy zwarcia w węźle SEE wyrażony wartością współczynnika *ESCR*. Analizy

zostały przeprowadzone dla wariantu układu 2, zawierającego połączenie HVDC LCC oraz HVDC VSC. W celu porównania wyników analogiczne badania przeprowadzono dla układu w wariantcie 0 (zawierającego tylko połączenie LCC).



Rys. 8. Czas powrotu do poprawnej pracy połączenia HVDC LCC pracującego w wariantach układu 0 oraz 2 (po ustąpieniu różnych rodzajów zwarć) w zależności od poziomu mocy zwarcia, dla linii AC o długości 2 km

Dane przedstawione na rysunkach 7 oraz 8 wskazują, że czas powrotu do poprawnej pracy zależy jest od poziomu mocy zwarcia w węzłach przyłączenia. Na podstawie przeprowadzonych analiz można stwierdzić, że w większości przypadków im wyższy poziom mocy zwarcia węzła A, tym mniejszy czas potrzebny na odbudowę przesyłanej mocy w połączeniu prądu stałego. Ze względu na złożoność występujących zjawisk analizy powinno przeprowadzać się dla różnych (spodziewanych) poziomów mocy zwarcia.

Przeprowadzono analogiczne analizy do przedstawionych na rysunkach 7 i 8 dla połączeń HVDC VSC. Wyniki badań wskazują, że czas odbudowy przepływu mocy w połączeniach HVDC VSC, dla różnych rodzajów zakłóceń, nie jest silnie zależny od poziomu mocy zwarcia w węzłach przyłączenia.

Podsumowanie

Wprowadzanie nowych układów HVDC do węzła sieci AC, skutkuje zwiększeniem wzajemnego oddziaływania układów sterowania pracą połączeń HVDC, tym większym im bliżej poszczególne układy są zainstalowane. Standaryzacja parametrów układów HVDC, występujących w obrębie sieci Supergrid, będzie możliwa dopiero po wdrożeniu odpowiednich wymagań przez poszczególnych operatorów systemów przesyłowych. Koordynacja układów sterowania sąsiadujących połączeń HVDC jest bardzo ważnym zagadnieniem, z punktu widzenia powrotu do poprawnej pracy po ustąpieniu zakłóceń w sieci AC.

Na podstawie przeprowadzonych analiz można stwierdzić, że większa liczba przyłączonych układów HVDC skutkuje zwykle wydłużeniem czasu powrotu do poprawnej pracy układu HVDC LCC w przypadku zwarć jednofazowych.

W analizowanych wariantach układu, w przypadku zwarć trójfazowych z ziemią, dla małych długości linii AC łączącej węzły A oraz B, występuje korzystny wpływ falowników HVDC VSC na prostownik układu HVDC LCC (układ z dwoma układami VSC pozwala na najszybszy powrót do poprawnej pracy układu LCC). Z kolei, w sytuacji zwarć jednofazowych praca pobliskich układów VSC skutkuje zwykle wydłużeniem czasu powrotu do poprawnej pracy. Tego typu rozważania mogą mieć duże znaczenie w przyszłej budowie sieci Supergrid.

Praca finansowana ze środków na działalność statutową.

Autorzy: dr hab. inż. Sylwester Robak, prof. PW, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Plac Politechniki 1, 00-661 Warszawa, E-mail: Sylwester.Robak@ien.pw.edu.pl; mgr inż. Mateusz Polewaczyk, E-mail: Mateusz.Polewaczyk@ien.pw.edu.pl.

LITERATURA

- [1] Polewaczyk M., Robak S., Układy HVDC we współczesnych systemach elektroenergetycznych, *Przegląd Elektrotechniczny*, 92 (2016), n.7, 1-10
- [2] Rozporządzenie komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego
- [3] Interactions between HVDC systems and other connections (2018), www.entsoe.eu
- [4] Parol M., Robak S., Rokicki Ł., Wasilewski J., Cable links designing in HVAC and HVDC submarine power grids – selected issues, *Przegląd Elektrotechniczny*, 95 (2019), n.3, 7-13
- [5] Rauhala T., et al., Smooth coordination and management of impact of EstLink 2 transmission testing on electricity markets, power system operations and system technical performance, CIGRE B4-103, Paryż 2016.
- [6] Midtsund T. et al., Experience from a bipolar HVDC system with a Voltage Source Converter and a Line Commutating Converter, CIGRE B4-129, Paryż 2016.
- [7] Collados C., et al., Interaction Analysis in Islanded Power Systems with HVDC Interconnections, 3rd International Hybrid Power Systems Workshop,
- [8] Propozycja szczegółowych wymogów dla systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego w zakresie wynikającym z zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r., www.pse.pl
- [9] Hertem D., Ghandhari M., Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid: Obstacles, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14 (2010), n. 9, 3156-3163
- [10] Hertem D., Gomis-Bellmunt O., Liang J., HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future, Wiley-IEEE Press, 2016
- [11] Cigre Working Group B4.41: Systems with multiple DC Infeed, Broszura techniczna 364, Paryż 2008, <http://b4.cigre.org/Publications/Technical-Brochures/TB-364-2008-WG-B4.41-Systems-with-multiple-DC-Infeed>.
- [12] Polewaczyk M., Robak S., Analiza interakcji w systemie MIDC, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, 53 (2017), 75-78
- [13] Zhang L., et al., Interconnection of Two Very Weak AC Systems by VSC-HVDC Links Using Power-Synchronization Control, *IEEE Transactions on Power Systems*, 26 (2011), n. 1, 344-355
- [14] Kosmecki M., Madajewski K., Wybrane aspekty interakcji układów przesyłowych prądu stałego technologii tyrystorowej (LCC HVDC) i tranzystorowej (VSC HVDC), 3 (2018), n. 36, 86-92
- [15] Guo C., et al., Analysis of Dual-Infeed HVDC With LCC–HVDC and VSC–HVDC, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27 (2012), n. 3, 1529 – 1537
- [16] Li D., et al., Analysis of Recovery Performance after Faults in Multi-Infeed HVDC Systems with STATCOM, 2013 International Conference on Electrical, Control and Automation (ECAE 2013), 1-5