

ANALIZA WARUNKÓW DZIAŁANIA ZABEZPIECZEŃ ODLEGŁOŚCIOWYCH LINII W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH Z UKŁADAMI HVDC LCC

Mateusz SZABLICKI¹, Piotr RZEPKA², Adrian HALINKA³

1. Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów; PSE Innowacje sp. z o.o. tel.: 32 237 1481, e-mail: mateusz.szablicki@polsl.pl; mateusz.szablicki@pse.pl
2. Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów; PSE Innowacje sp. z o.o. tel.: 32 237 1481, e-mail: piotr.rzepka@polsl.pl; piotr.rzepka@pse.pl
3. Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów tel.: 32 237 1481, e-mail: adrian.halinka@polsl.pl

Streszczenie: Układy HVDC znajdują coraz szersze zastosowanie w elektroenergetyce, m.in. jako elementy wymiany mocy między układami sieciowymi pracującymi niesynchronicznie lub elementy wyprowadzenia mocy z parków energii z podłączeniem prądu stałego. Jednak dotychczas często stosowana w nich technologia LCC wykazuje dużą podatność na przewroty komutacyjne. Towarzyszą im gwałtowne zmiany napięć i prądów w otoczeniu układu HVDC. Może to prowadzić m.in. do niepoprawnego działania zabezpieczeń odległościowych linii i stanowić zagrożenie dla bezpiecznej pracy sieci i jej użytkowników. Publikacja zawiera wyniki oceny możliwego negatywnego oddziaływania układów HVDC LCC na te podstawowe zabezpieczenia linii NN i WN. Taka ocena jest szczególnie istotna obecnie, w perspektywie wielu zapowiadanych inwestycji w układy HVDC.

Słowa kluczowe: HVDC, zabezpieczenia odległościowe linii, parki energii z podłączeniem prądu stałego.

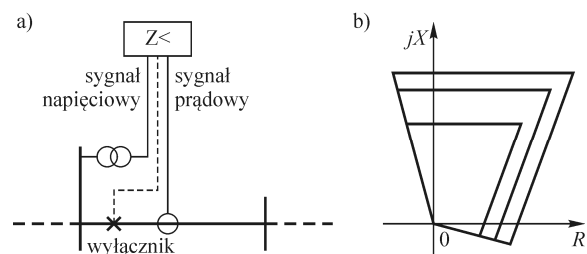
1. WPROWADZENIE

1.1. Idea działania zabezpieczenia odległościowego linii

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) zabezpieczenia odległościowe są zaliczane do zestawu podstawowych zabezpieczeń elektroenergetycznych linii NN i WN. Służą do ochrony tych linii przed skutkami zwarć.

Zabezpieczenia odległościowe wykorzystują kryterium podimpedancyjne, w którym identyfikacja stanu pracy linii polega na ciągłej kontroli położenia wektora impedancji „pomiarowej” na płaszczyźnie zespolonej. Impedancja jest wyliczana jako iloraz kombinacji napięć i prądów pozyskiwanych z jednego krańca linii. Podczas zwarcia wieloprądowego zwykle następuje znaczący wzrost wartości prądu ponad poziom dopuszczalny i zmniejszenie wartości napięcia. Wywołuje to zmianę parametrów wyznaczanego wektora impedancji i pozwala na detekcję zwarcia – wówczas koniec wektora impedancji jest zlokalizowany wewnątrz charakterystyki działania.

Ideę połączenia zabezpieczenia odległościowego linii z aparaturą pomiarową (miejsce pozyskiwania sygnałów wejściowych zabezpieczenia) i łączeniową (element wykonujący decyzję wypracowaną przez zabezpieczenie) zilustrowano na rysunku 1. Przedstawiono także poligonalną charakterystykę działania zabezpieczenia, obecnie najczęściej stosowaną w KSE w liniach WN i NN.



Rys. 1. Zabezpieczenie odległościowe linii elektroenergetycznej:
a) powiązanie z układami pomiarowymi i wykonawczym;
b) przykładowa charakterystyka działania zabezpieczenia

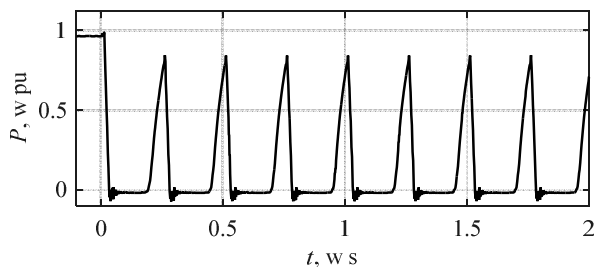
Pośredni sposób identyfikacji stanu pracy linii przez zabezpieczenie odległościowe (impedancja jest wyznaczana na podstawie mierzonych w linii sygnałów napięciowego i prądowego) powoduje jego dużą wrażliwość na czynniki fałszujące. Największych błędów wyznaczania impedancji można się spodziewać w układach złożonych, w tym liniach wielotorowych, liniach z odczepami aktywnymi lub liniach z przesuwnikami fazowymi [1-4].

Przyczyną niepoprawnej identyfikacji stanu pracy linii przez zabezpieczenia odległościowe może być także znaczna dynamika sygnałów wejściowych tego zabezpieczenia, towarzysząca zakłóceniom występującym w układzie z chronioną linią. W skrajnie niekorzystnej sytuacji może to doprowadzić do niepoprawnego działania zabezpieczenia i nieuzasadnionego wyłączenia linii lub braku wymaganego wyłączenia linii. Stanowi to zagrożenie dla bezpiecznej pracy linii, innych obiektów sieci oraz odbiorców energii elektrycznej. Jednym z zakłóceń, wywołujących zmienność sygnałów napięciowych i prądowych w sieci, są przewroty komutacyjne występujące w wysokonapięciowych układach prądu stałego (HVDC, ang. *High Voltage Direct Current*).

1.2. Przewroty komutacyjne w układach HVDC

Układy HVDC znajdują coraz szersze zastosowanie w elektroenergetyce. Są wykorzystywane m.in. do wymiany mocy między układami pracującymi niesynchronicznie, przesyłu mocy na duże odległości i tereny trudno dostępne, przyłączania parków energii z podłączeniem prądu stałego, w tym farm wiatrowych *off-shore*.

Znaczna część układów HVDC jest zrealizowana w technologii LCC (ang. *Line Commutated Converters*). Cechą charakterystyczną tych układów jest silna zależność poprawności ich pracy od warunków pracy otoczenia sieciowego – głównym determinanem poprawnej pracy układu HVDC LCC jest przebieg wartości chwilowej napięcia w stacji falownikowej komutującego tyrystory układu, którego kształt powinien być jak najbardziej zbliżony do sinusoidy [5]. Zdarzenia w sieci (np. zwarcia) mogą prowadzić do odkształcenia tego napięcia i zakłócić komutację tyrystorów. W niekorzystnej sytuacji wywoła to niebezpieczne wielokrotne przewroty komutacyjne. Skutek takiego zdarzenia zilustrowano na rysunku 2 dla zwarcia w otoczeniu sieciowym układu HVDC LCC, któremu towarzyszyło niewielkie obniżenie wartości ($-0,2$ pu) napięcia jednej fazy w stacji falownikowej układu. Zdarzenie to spowodowało zaburzenie poprzednio stabilnych warunków pracy układu, co objawia się m.in. gwałtownymi i znacznymi zmianami mocy przesyłanej przez układ HVDC. Szczegółowo zjawisko przewrotu komutacyjnego w układach HVDC LCC scharakteryzowano m.in. w [5-7].



Rys. 2. Przykładowy przebieg czasowy mocy przesyłanej przez układ HVDC LCC podczas zwarcia jednofazowego w otoczeniu sieciowym (zwarcie rozpoczęło się w 0 sekundzie) [7]

Zwarcia w otoczeniu sieciowym układów HVDC LCC to najczęstsza przyczyna problemów komutacyjnych w tych układach. Analiza retrospektywna wykonana dla układu SwePol Link, łączącego systemy elektroenergetyczne Polski i Szwecji, wykazała, że najgroźniejsze zwarcia to zwarcia wywołujące znaczną asymetrię napięcia. Są to przede wszystkim zwarcia jednofazowe w liniach sąsiadujących z układem HVDC [8, 9]. Zwykle takie zdarzenia prowadzą do wielokrotnych przewrotów komutacyjnych w tych układach, co może utrudniać działanie zabezpieczeń odległościowych linii w ich otoczeniu. Jest to podyktowane możliwą znaczną zmiennością cech napięć i prądów w sieci wywołaną tymi zdarzeniami – jednocześnie wielkości te stanowią sygnały wejściowe zabezpieczeń.

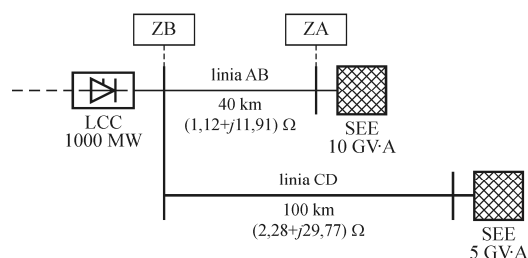
Zidentyfikowane ryzyko niepoprawnego działania zabezpieczeń odległościowych stanowiło przesłankę do wykonania badań symulacyjnych określających spodziewane warunki pracy tych zabezpieczeń linii w sieciach z układami HVDC LCC.

2. WARUNKI DZIAŁANIA ZABEZPIECZEŃ ODLEGŁOŚCIOWYCH LINII W POBLIŻU UKŁADÓW HVDC LCC

2.1. Model symulacyjny

W celu wykonania badań symulacyjnych opracowano model dynamiczny fragmentu sieci elektroenergetycznej NN z układem HVDC LCC, dedykowany do analiz elektromagnetycznych stanów przejściowych występujących podczas zakłóceń zwarciovych.

Model układ HVDC LCC oparto na złożonym modelu referencyjnym zaimplementowanym w MATLAB Simulink i szczegółowym modelu dynamicznym opracowanym dla SwePol Link [7-10]. Do jednej ze stron układu HVDC przyłączono stację elektroenergetyczną z dwiema liniami NN, na których symulowano występowanie zwarć wieloprądowych. Na każdym krańcu tych linii dokonywano pomiaru napięć i prądów. Sygnały te stanowiły sygnały wejściowe modeli zabezpieczeń odległościowych linii. Tak skonfigurowany model pozwolił na badanie warunków działania tych zabezpieczeń w sieci z układem HVDC LCC. Schemat ideowy modelu przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Schemat ideowy opracowanego modelu symulacyjnego

2.2. Metodyka badań symulacyjnych

Badania symulacyjne warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii w sieciach z układami HVDC LCC zrealizowano dla wielu różnych scenariuszy pracy układu HVDC i sieci oraz różnych scenariuszy zwarć. Dokonywano zmian m.in.: wysterowania układu HVDC (kierunek i poziom mocy przesyłanej przez układ), warunków pracy sieci w stanie przedzakłóceniovym (kierunek i poziom obciążenia linii), parametrów sieci (wartość mocy zwarciowej na końcach linii), rodzaju zwarć (liczba faz objętych zakłóceniem, wartość rezystancji przejścia w miejscu zwarcia) i lokalizacji zwarć.

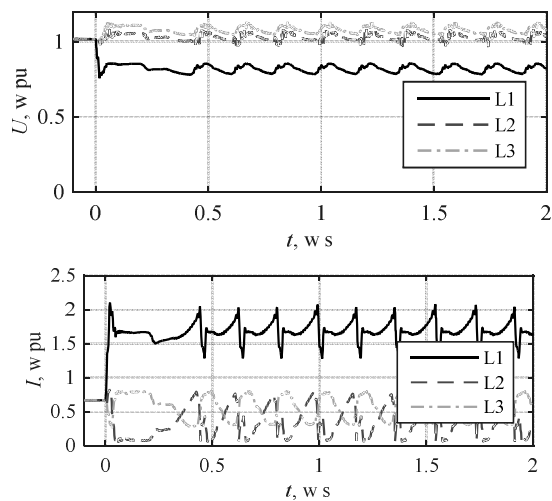
Stan początkowy każdej symulacji odwzorowywał normalną pracę sieci elektroenergetycznej, podczas której parametry opisujące warunki pracy tej sieci pozostawały niezmiennie (stan quasi-ustalony). Temu stanowi przypisywano ujemne chwile czasowe. W 0 sekundzie symulacji symulowano wystąpienie zwarcia (o rodzaju i lokalizacji determinowanej rozpatrywanym scenariuszem zakłócenia). Przyjęte podejście do symulacji pozwoliło na badanie reakcji zabezpieczeń odległościowych linii także w pierwszych chwilach czasowych po zaistnieniu zakłóceń – jednym z ważnych oczekiwań stawianych zabezpieczeniom elektroenergetycznym jest jak najszybsza identyfikacja zwarć i – w razie konieczności – jak najszybsza dystrybucja sygnału wyłączającego do aparatury łączeniowej celem bezzwłocznego wyeliminowania ze struktur sieci obiektu objętego niebezpiecznym zakłóceniem.

Dodatkowo, w przyjętej metodyce badań, dokonano porównania warunków pracy zabezpieczeń odległościowych linii dla wariantów sieci z układem HVDC i bez tego układu (układ HVDC zastąpiono ekwiwalentem systemu elektroenergetycznego, którego parametry dobrano w sposób zapewniający poziom prądu zwarciowego zbliżony do prądu płynącego od układu HVDC do miejsca zwarcia). Pozwoliło to na wykonanie unikalnej analizy identyfikującej spodziewaną skalę zmian warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii po przyłączeniu układu HVDC LCC w bezpośrednim sąsiedztwie tych linii.

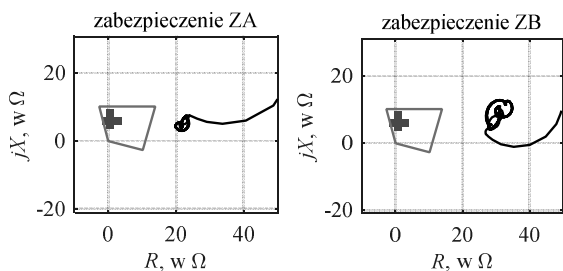
2.3. Wyniki symulacji

Mnogość rozpatrywanych scenariuszy pracy modelu symulacyjnego i scenariuszy zakłóceń zwarciovych pozwoliła na zgromadzenie dużego zbioru wyników określających spodziewane warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii w sieciach z układami HVDC LCC. W niniejszej publikacji skupiono się na przedstawieniu wyników symulacji dla zwarć jednofazowych – w [8, 9] zwraca te wskazano jako zakłócenia o najwyższym ryzyku wywołania niebezpiecznych wielokrotnych przewrotów komutacyjnych w układzie HVDC LCC.

Na rysunkach 4 i 5 przedstawiono wyniki symulacji dla niemetalicznego zwarcia jednofazowego (rezystancja przejścia równa 20Ω) zlokalizowanego w połowie długości linii AB. Symulowane zwarcie wywołało wielokrotne przewroty komutacyjne w układzie HVDC LCC, które doprowadziły do skokowych zmian cech sygnałów wejściowych zabezpieczeń odległościowych linii. Błąd wyznaczania parametrów impedancji przez zabezpieczenia ZA i ZB przekroczył 5300% (dotyczy rezystancji obliczonej przez ZB, w odniesieniu do wartości oczekiwanej R_{ocz}). Tak duża wartość błędu spowodowała, że zabezpieczenia zidentyfikowały zwarcie jako zakłócenie zlokalizowane daleko poza chronioną linią. W efekcie wymagane bezzwłoczne wyłączenie linii nie nastąpiło (w układzie rzeczywistym wyłączenie zostałoby wywołane przez zabezpieczenia wykorzystujące inne kryteria działania niż podimpedancyjne, przy czym dla linii WN wyłączenie mogłoby nastąpić z opóźnieniem).



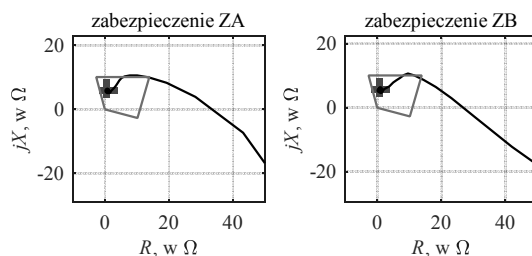
Rys. 4. Przebiegi czasowe wartości skutecznej sygnałów wejściowych ZB podczas zwarcia niemetalicznego w linii AB



Rys. 5. Trajektorie końców wektorów impedancji wyznaczonych przez ZA i ZB (na tle pierwszej strefy działania) podczas zwarcia niemetalicznego w linii AB (znakiem + oznaczono R_{ocz} i X_{ocz})

Zidentyfikowany wysoki poziom błędów wyznaczania impedancji przez zabezpieczenia odległościowe linii modelu symulacyjnego jest determinowany przede wszystkim

obecnością niezerowej rezystancji przejścia w miejscu zwarcia. W [1] wskazuje się, że jest to główny czynnik fałszujący „pomiar” impedancji. Na rysunku 6 przedstawiono wyniki symulacji dla zwarcia jednofazowego zlokalizowanego w tym samym miejscu co poprzednio (połowa długości linii AB), lecz przy zerowej rezystancji przejścia w miejscu zwarcia. Również dla tego zakłócenia zaobserwowano wielokrotne przewroty komutacyjne w układzie HVDC LCC, przy czym znacząco zmniejszył się zakres zmienności napięć i prądów w sieci. Diametralnie zmieniła się także reakcja zabezpieczeń ZA i ZB na symulowane zwarcie – oba zabezpieczenia praktycznie bezbłędnie obliczyły parametry impedancji, co umożliwiło szybką detekcję zwarcia (31 ms po zaistnieniu zakłócenia) i bezzwłoczne wyłączenie linii. Takie zachowanie zabezpieczeń jest zgodne z oczekiwanym (podczas zwarcia w chronionej linii jej wyłączenie – wywołane zadziałaniem zabezpieczeń – powinno być jak najszybsze, co pozwala na minimalizację skutków przepływu prądu zwarciovego).



Rys. 6. Trajektorie końców wektorów impedancji wyznaczonych przez ZA i ZB (na tle pierwszej strefy działania) podczas zwarcia metalicznego w linii AB (znakiem + oznaczono R_{ocz} i X_{ocz})

Przedstawiony przykład poprawnego zachowania się zabezpieczeń odległościowych wskazuje, że obecność układu HVDC LCC w sieci nie musi przyczyniać się do powstawania dodatkowych znacznych błędów w działaniu tych zabezpieczeń. Potwierdzają to także wyniki symulacji zamieszczone w tabeli 1, stanowiące zestawienie błędów wyznaczania impedancji przez zabezpieczenia linii AB w sieci z układem HVDC LCC i bez tego układu (układ HVDC zastąpiono ekwiwalentnym źródłem).

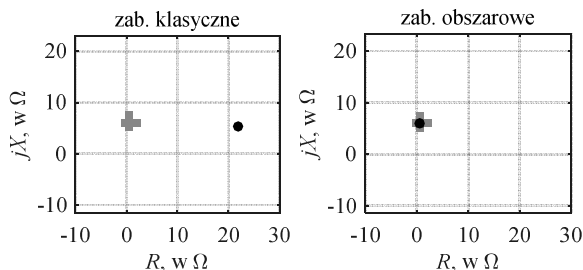
Tabela 1. Względny błąd procentowy wyznaczania impedancji (δZ) przez ZA dla różnych wartości rezystancji przejścia (R_F) w miejscu zwarcia jednofazowego zlokalizowanego w połowie linii AB dla wariantów modelu z i bez układu HVDC ($Z_{ocz} = 5,98 \Omega$)

$R_F, w \Omega$	z układem HVDC		bez układu HVDC	
	Z, w Ω	$\delta Z, w \%$	Z, w Ω	$\delta Z, w \%$
0	5,91	-1	5,89	-2
2	6,52	9	6,51	9
4	7,64	28	7,61	27
6	9,08	52	9,03	51
8	10,73	79	10,62	78
10	12,38	107	12,34	106
12	14,21	138	14,12	136
14	16,09	169	15,96	167
16	18,18	204	17,82	198
18	20,46	242	19,71	230
20	22,57	277	21,62	261

3. MOŻLIWOŚCI POPRAWY DZIAŁANIA ZABEZPIECZEŃ ODLEGŁOŚCIOWYCH LINII

Uzyskane wyniki badań symulacyjnych jednoznacznie wskazują, że zabezpieczenia odległościowe linii wykazują dużą wrażliwość na czynniki fałszujące wyznaczanie impedancji, niezależnie od obecności układów HVDC LCC.

W [11, 12] przedstawiono możliwe rozwiązanie poprawiające warunki ochrony linii poprzez zastąpienie klasycznych (obecnie stosowanych) zabezpieczeń odległościowych nowymi, obszarowymi zabezpieczeniami impedancyjnymi, co powinno wykluczyć ich niepoprawne zadziaływanie. Na rysunku 7 zestawiono impedancję błędnie wyznaczoną przez klasyczne zabezpieczenie i impedancję poprawnie wyznaczoną przez zabezpieczenie obszarowe dla zwarcia jednofazowego o rezystancji przejścia równej 20Ω zlokalizowanego w połowie długości linii AB.



Rys. 7. Położenia końców wektorów impedancji wyznaczonych przez klasyczne i obszarowe zabezpieczenie ZA w stanie ustalonym zwarcia w linii AB (znakiem + oznaczono R_{ocz} i X_{ocz})

4. WNIOSKI KOŃCOWE

Wykonane badania symulacyjne stanów dynamicznych towarzyszących zwarciom w sieciach z układami HVDC LCC pozwoliły na weryfikację poprawności działania zabezpieczeń odległościowych linii w takich sieciach. Mimo zidentyfikowanej dużej zmienności sygnałów wejściowych tych zabezpieczeń – wywołanej przewrotami komutacyjnymi w układach HVDC LCC – dla zrealizowanych scenariuszy symulacji nie stwierdzono, aby obecność tych układów była przyczyną występowania istotnych dodatkowych czynników fałszujących wyznaczanie impedancji (innych niż już rozpoznane dla sieci bez układów HVDC).

5. BIBLIOGRAFIA

1. Ziegler G.: Numerical distance protection: principles and applications, Berlin and Munich 1999.
2. Halinka A., Szablicki M.: Wpływ sposobu przyłączenia farm wiatrowych do sieci dystrybucyjnej WN na działanie zabezpieczeń odległościowych, Przegląd elektrotechniczny, Nr 8 (86), 2010, s. 50-56.
3. Iżykowski J., Bożek M.: Adaptacyjne zabezpieczenie odległościowe linii dwutorowych dla zwarć z udziałem ziemi, Przegląd elektrotechniczny, Nr 9a (88), 2012, s. 22-26.
4. Halinka A., Rzepka P., Szablicki M.: Warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii w układach sieciowych z przesuwnikami fazowymi, Przegląd elektrotechniczny, Nr 3 (93), 2017, s. 28-31.
5. Przygodzki M., Rzepka P., Szablicki M.: Analysis of opportunities to improve the HVDC SwePol Link operation due to commutation failures, CIGRE Session 46, Paris 2016, s. 1-10.
6. Ivarsson J.: Improvement of Commutation Failure Prediction in HVDC Classic Links. Electrical Engineering, Bachelor's Thesis, Trollhattan 2011, s. 45.
7. Szablicki M., Rzepka P., Halinka A., Czapaj R.: An alternative approach to provisions of the Network Code on blocking LCC systems during short circuits in AC network, 14th International Scientific Conference PE'2018, Podlesice 2018, s. 1-10.
8. Przygodzki M., Rzepka P., Szablicki M.: Warunki pracy otoczenia sieciowego a praca łącza HVDC SwePol Link, ZN Wyd. Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, Nr 45, Gdańsk 2015, s. 81-83.
9. Przygodzki M., Rzepka P., Szablicki M.: Influence of Power System on Operation of an HVDC Link. A Case Study, Acta Energetica, Nr 1 (26), 2016, s. 114-124.
10. Halinka A., Rzepka P., Sowa P., Szablicki M.: Dynamiczne modele stałoprądowego łącza B2B do badań zakłóceń niesymetrycznych – studium przypadku dla LitPol Link, Wiadomości elektrotechniczne, Nr 7 (86), 2018, s. 3-13.
11. Szablicki M., Rzepka P., Sowa P., Halinka A.: New area measuring and decision algorithm concepts for power lines' distance protection, 18th International Scientific Conference EPE, Kouty 2017, s. 649-653.
12. Halinka A., Rzepka P., Szablicki M.: Agent model of multi-agent system for area power system protection, Conference MEPS, Wrocław 2015, s. 191-194.

ANALYSIS OF OPERATIONS FOR LINE DISTANCE PROTECTION IN POWER NETWORKS WITH LCC-HVDC SYSTEMS

High Voltage Direct Current (HVDC) systems are increasingly used in power networks. However, usually used in them LCC (Line Commutated Converters) technology causes high susceptibility to commutation failures. Significant changes in network operation conditions accompany this phenomenon. This is manifested, among others violent and significant changes in the values of voltages and currents in the vicinity of the HVDC system. These voltages and current are used by distance protection lines to identify the actual state of the line. This causes that commutation failures in the HVDC system may lead to incorrect operation of distance protection line and unjustified switching off the line or lack of required line shutdown. Incorrect operation of the distance protection may be dangerous for the safe operation of the line, other power network objects and electricity consumers. The paper shows the recognition and accurate characterization of potential scale of abnormalities in the operation of distance protection lines, which work in the vicinity of the HVDC systems. It is emphasized that the subject of the paper is particularly important now. This is dictated by the multitude of announced investments in HVDC systems, primarily as a component of strongly promoted off-shore energy parks.

Keywords: HVDC, distance protection line, DC-connected power parks modules.