

Warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii w układach sieciowych z przesuwnikami fazowymi. Studium przypadku

Streszczenie. Przesuwniki fazowe stanowią nowy rodzaj obiektu w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Ich obecność w strukturze układu sieciowego może prowadzić do znacznych zmian warunków działania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. W artykule przedstawiono wyniki analizy zmian wybranych warunków pracy zabezpieczeń odległościowych linii wokół miejsca przyłączenia przesuwników fazowych. Jako studium przypadku przyjęto fragment sieci z przesuwnikami fazowymi w stacji Mikułowa.

Abstract. Phase shifter transformers (PST) are new kind of object in the Polish Power System. Operating conditions of power system protection can make a significant change after installation PST. In paper presents results of analysis operating conditions of line distance protections in power system with PST. As a case study taken a power system neighboring Mikułowa power station with PST. (**Analysis of Operating Conditions of Line Distance Protections in Power System with Phase Shifter Transformers. Study Case.**)

Słowa kluczowe: przesuwnik fazowy, zmiana rozpliwów mocy, zabezpieczenie odległościowe linii, błąd wyznaczania impedancji.

Keywords: phase shifter transformer, change of power flow, line distance protection, impedance measurement error.

Wstęp

Przesuwniki fazowe (PF) pozwalają kształtować przepływy mocy w układzie sieciowym [1]. Sterowanie PF prowadzi do zmiany parametrów mocy (kierunek, poziom) nie tylko w gałęziach z PF, ale również w otoczeniu sieciowym PF. PF stanowi narzędzie pozwalające wpływać na przepływy gałęziowe w normalnych lub awaryjnych stanach pracy układu sieciowego. Jednak obecność PF w strukturze systemu elektroenergetycznego (SEE) może skutkować zmianą rozpliwu mocy (rozpliwu prądu) również w stanach zakłóceń zwarciovych. Zmiany te mogą dotyczyć zarówno wartości, jak i kierunku przepływu prądu zwarciovego. O ile zmiana wartości jest spodziewana i wynika m.in. ze zmiany impedancji sieci po przyłączeniu PF, to zmiana kierunku przepływu prądu zwarciovego może znacząco (niekorzystnie) zmieniać warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii. Może to spowodować, że dla niektórych zwarć przed zabezpieczeniem rezystancja „widziana” przez to zabezpieczenie zamiast wartości dodatnich przyjmuje wartości ujemne, właściwe dla zwarć „z tyłu”. Takie fałszowanie „pomiaru” impedancji może doprowadzić do braku wymaganego zadziałania zabezpieczenia na skutek błędnego określenia miejsca wystąpienia zwarcia.

W artykule przedstawiono charakterystykę zmian prądowych warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii po przyłączeniu PF. Jako studium przypadku przyjęto fragment Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) z PF w stacji Mikułowa (MIK).

Rozpliw prądu zwarciovego w układzie z PF

Podczas zwarć w sieci z PF rozpliw prądu (kierunek, poziom) jest determinowany przede wszystkim parametrami impedancyjnymi PF oraz przesunięciem fazowym napięć wprowadzanym przez PF. Zależy to odysterowania PF w stanie przedzakłóceniovym. W KSE w każdym torze linii MIK-HAG (Hagenwerder) zastosowano PF (w postaci układu dwóch zespołów transformatorowych) o zakresie regulacji przesunięcia fazowego $\pm 40,2^\circ$ (zakres regulacji w stanie bezobciążeniowym). Zakres zmiany impedancji PF wynosi (wyrażono w jednostkach bazowych):

- rezystancja: $0,0008$ (dla zaczeu 0) \div $0,0017$ (dla maksymalnego zaczeu);
- reaktancja: $0,0866$ (dla zaczeu 0) \div $0,1158$ (dla maksymalnego zaczeu).

Wpływ obecności PF w stacji MIK na rozpliw prądu zwarciovego w otoczeniu tej stacji przeanalizowano dla kilkunastu scenariuszy pracy sieci i PF. W badaniach symulacyjnych uwzględniono:

- stan pracy PF;
- kierunek przepływu mocy linią MIK-HAG w stanie przedzakłóceniovym;
- wysterowanie PF w stanie przedzakłóceniovym;
- układ pracy linii MIK-HAG;
- lokalizację zwarcia trójfazowego;
- rodzaj zwarcia.

Dla przyjętego wielowariantowego charakteru badań symulacyjnych wprowadzono kodowy sposób oznaczania scenariuszy pracy sieci i PF (tab.1).

Tabela 1. Oznaczenia kodowe rozpatrywanych scenariuszy pracy sieci i PF

| Oznaczenie kodowe | Wariant pracy sieci lub PF |
|-------------------|---|
| I | 1 brak PF w układzie |
| | 2 PF przyłączony w stacji MIK |
| II | 1 import mocy czynnej |
| | 2 eksport mocy czynnej |
| III | 1 PF wysterowany na zaczeu 0 |
| | 2 PF wysterowany na zaczeu maksymalny (32A) |
| | 3 PF wysterowany na zaczeu maksymalny (32R) |
| IV | 1 praca równoległa torów linii MIK-HAG |
| | 2 praca nierównoległa torów linii MIK-HAG |
| V | 1 zwarcie w połowie toru 1 linii MIK-HAG |
| | 2 zwarcie w połowie linii MIK-CRN |
| VI | 1 zwarcie bezpośrednie |
| | 2 zwarcie pośrednie o rezystancji przejścia 10Ω |

W badaniach symulacyjnych wykorzystano opracowane szczegółowe modele PF i obiektów elektroenergetycznych najbliższego otoczenia sieciowego stacji MIK (w tym źródeł wytórczych zlokalizowanych w sąsiedztwie PF) predestynowane do badań elektromagnetycznych stanów przejściowych towarzyszących zakłóceniom zwarciovym. Wybrane wyniki badań dla kilku przykładowych scenariuszy pracy sieci i PF zamieszczono w tabeli 2. Uzyskane rezultaty badań wskazują, że obecność PF w strukturze układu sieciowego powoduje zmianę prądowych warunków pracy sieci podczas zwarć. Wartości prądów płynących poszczególnymi gałęziami układu sieciowego w quasiustalonym stanie zwarcia mogą być nawet o kilkadziesiąt

procent niższe niż występujące przed przyłączeniem PF dla identycznych scenariuszy pracy sieci. Względna procentowa zmianę wartości prądu zwarciego przepływającego j -tą gałęzią układu sieciowego podczas k -tego scenariusza pracy sieci z PF w stosunku do pracy sieci bez PF wyznaczono, korzystając z zależności (1):

$$(1) \quad \delta I_{j,k} = \frac{I_{j,k_PF} - I_{j,k}}{I_{j,k}} \cdot 100$$

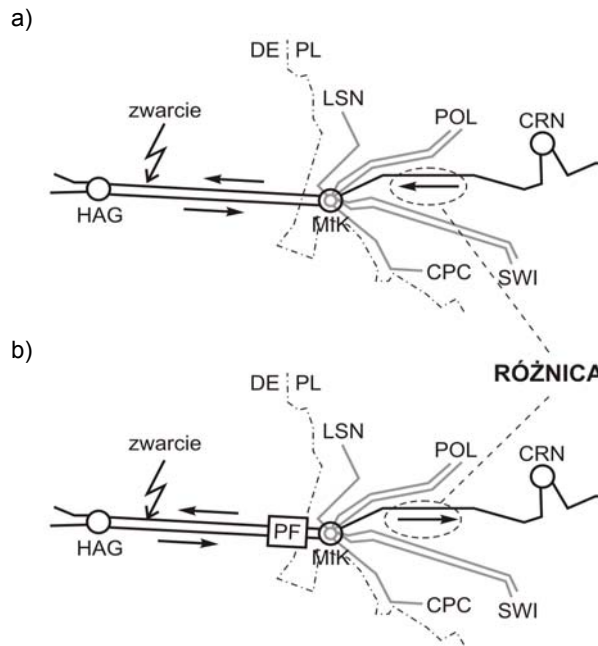
gdzie: I_{j,k_PF} – wartość skuteczna podstawowej harmonicznej prądu zwarciego w układzie sieciowym z PF, $I_{j,k}$ – wartość skuteczna podstawowej harmonicznej prądu zwarciego w układzie sieciowym bez PF.

Zmiana wartości prądu zwarciego, wywołana obecnością PF w strukturze układu sieciowego, wynika przede wszystkim ze zmiany parametrów impedancyjnych obwodu zwarciego po przyłączeniu PF. Impedancja PF może przekraczać 30Ω na jeden tor linii MIK-HAG. Prowadzi to do zwiększenia impedancji w sieci. Skutkiem tego jest zwykle znaczące zmniejszenie wartości przepływów gałęziowych podczas zwarc (tab.2). Dla całego zbioru symulacji średnia wartość przepływów gałęziowych w quasi-ustalonym stanie zwarcia w układzie sieciowym z PF wynosi niespełna 80% poziomu występującego w układzie bez PF.

Tabela 2. Względne zmiany wartości prądów zwarciegich płynących wybranymi liniami 400 kV wokół stacji MIK po przyłączeniu PF dla różnych scenariuszy pracy sieci i PF

| Scenariusz symulacji | Gałąź sieci | | |
|------------------------|---------------------|---------------------|----------------|
| | tor 1 linii MIK-HAG | tor 2 linii MIK-HAG | linia MIK-CRN |
| | δI [%] | δI [%] | δI [%] |
| I2_II1_III1_IV1_V1_VI1 | -57,86 | -9,22 | -25,62 |
| I2_II1_III2_IV1_V1_VI1 | -60,71 | -17,60 | -28,42 |
| I2_II1_III3_IV1_V1_VI1 | -55,95 | -2,22 | -24,32 |
| I2_II1_III1_IV1_V2_VI1 | -21,44 | -21,44 | 0,00 |
| I2_II2_III1_IV1_V1_VI1 | -56,38 | -18,86 | -27,33 |
| I2_II2_III3_IV1_V2_VI2 | -22,78 | -22,78 | 0,65 |
| I2_II1_III2_IV2_V1_VI1 | -31,34 | nie dotyczy | -34,21 |
| I2_II2_III1_IV2_V2_VI2 | -30,17 | nie dotyczy | 1,27 |

Obecność PF w sieci może również prowadzić do zmiany kierunku przepływu prądu zwarciego gałęziami sieciowymi. Wówczas prąd zwarciego może płynąć w przeciwnym kierunku niż w układzie bez PF. Wynika to przede wszystkim ze zmiany rozkładu kątów fazowych napięć węzłowych po przyłączeniu PF. W stanie obciążenia przesunięcie fazowe napięć wprowadzane przez PF może sięgać $53,6^\circ$ (dla PF obciążonego mocą znamionową 1200 MV·A). Podkreśla się, że w stanie obciążenia nawet dla zerowego zaczeptu PF różnica kątów fazowych napięć po obu stronach PF nie jest zerowa (-10° dla obciążenia mocą znamionową). Spośród rozpatrywanych scenariuszy pracy sieci i PF przypadku zmiany kierunku przepływu prądu zwarciego odnotowano dla linii MIK-CRN podczas zwarc (bezpośrednich i pośrednich) zlokalizowanych w jednym z torów linii MIK-HAG, jeśli w stanie przedzakłóceniovym linią MIK-HAG moc czynna była importowana do KSE. Przed przyłączeniem PF prąd zwarciego płynął linią MIK-CRN w kierunku od stacji CRN do stacji MIK, tj. do miejsca zwarcia (rys.1a). Natomiast po przyłączeniu PF prąd płynął od MIK do CRN mimo niezmienionej lokalizacji zwarcia (rys.1b). Zmiana kierunku przepływu prądu zwarciego w odniesieniu do układu bez PF znacząco komplikuje analizę prądowych warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii wokół stacji MIK.



Rys.1. Przepływy gałęziowe w sieci 400 kV wokół stacji MIK dla scenariuszy symulacji zwarc: a) I1_II1_IV1_V1 (układ bez PF); b) I2_II1_III1_IV1_V1 (układ z PF)

Prądowe warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii w układzie z PF

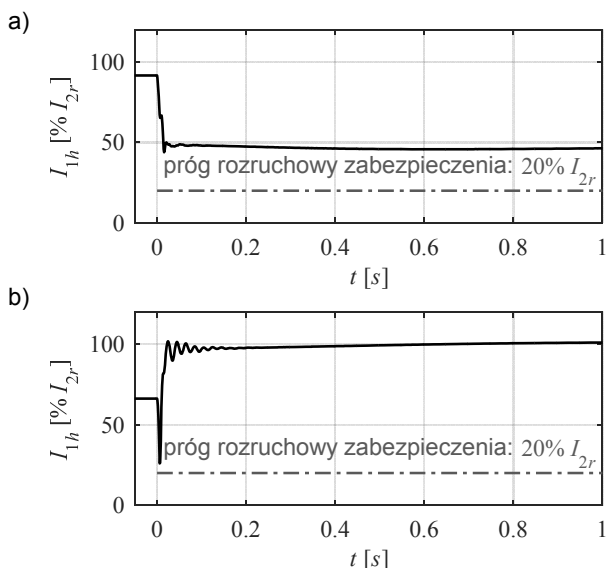
Zabezpieczenie odległościowe identyfikuje stan pracy chronionego fragmentu sieci elektroenergetycznej przypisanego do zabezpieczenia, sprawdzając położenie końca wektora impedancji wyznaczanej w zabezpieczeniu względem stref pomiarowych zabezpieczenia [2], [3]. Podczas zwarc w obrębie tego fragmentu sieci koniec wektora impedancji powinien „wchodzić” do stref pomiarowych zabezpieczenia. Wówczas następuje zadziałanie zabezpieczenia i ewentualne wyłączenie linii przypisanej do zabezpieczenia.

Ogólnie, impedancja, będąca wielkością kryterialną zabezpieczenia, jest wyznaczana na podstawie napięcia węzła sieci, w którym zainstalowano zabezpieczenie, oraz prądu płynącego linią przypisaną do zabezpieczenia. Tym samym wykazana zmiana prądowych warunków pracy sieci po przyłączeniu PF może determinować zmianę warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii otoczenia sieciowego PF. Do zbioru podstawowych czynników, które potencjalnie mogą wpływać na zdolność wykrywania zwarc przez te zabezpieczenia, zalicza się:

- zmianę wartości prądu zwarciego przejawiającą się nadmiernym zmniejszeniem wartości skutecznej prądu płynącego przypisaną linią w stanie zwarcia;
- zmianę wartości prądu zwarciego przejawiającą się nadmiernym zwiększeniem poziomu udarów prądowych towarzyszących zwarcu;
- zmianę rozpyłu prądu zwarciego przejawiającą się zmianą kierunku przepływu prądu przypisaną linią „do szyn” zamiast „od szyn” podczas zwarcia w obrębie chronionego fragmentu sieci.

Zrealizowane badania symulacyjne wielu scenariuszy pracy sieci i PF wskazują, że obecność PF w strukturze układu sieciowego zwykle powoduje zmniejszenie wartości przepływów gałęziowych towarzyszących zakłóceniom zwarciovym. Wartość prądu zwarciego może być nawet o kilkadziesiąt procent niższa niż występująca przed przyłączeniem PF dla identycznych scenariuszy pracy sieci (tab.2). Zwraca się uwagę, że nadmierne zmniejszenie wartości prądu może w skrajnym przypadku uniemożliwić „rozruch” zabezpieczenia linii podczas zwarcia w obrębie

chronionego fragmentu sieci. Taka niebezpieczna sytuacja wystąpi, jeśli wartość prądu zwarciego płynącego linią przypisaną do zabezpieczenia nie przekroczy progu rozruchowego zabezpieczenia. W KSE w zabezpieczeniach odległościowych linii NN prądowe kryterium rozruchowe zwykle ustawia się na poziomie $(10 \div 20)\%$ znamionowego prądu wtórnego przekładników prądowych zabezpieczenia [4]. Jednak przeprowadzona analiza prądowych warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii NN wokół stacji MIK po przyłączeniu PF wskazuje, że w żadnym z rozpatrywanych scenariuszy pracy sieci i PF obecność PF nie skutkuje niebezpiecznym zmniejszeniem wartości prądu zwarciego poniżej progu rozruchowego tych zabezpieczeń. Tym samym przyłączenie PF nie powoduje powstania ryzyka braku wymaganego zadziałania zabezpieczeń odległościowych linii wskutek zbyt małej wartości przepływów gałęziowych podczas zwarc. Nawet dla zwarc pośrednich o rezystancji przejścia 10Ω (scenariusze VI2) wartość prądu zwarciego znacząco przekracza próg rozruchowy zabezpieczeń odległościowych. Zobrazowano to na rysunku 2 na przykładzie zabezpieczenia zainstalowanego w stacji CRN w polu linii MIK-CRN dla scenariuszy symulacji I2_I11_III2_IV1_V1_VI2 i I2_I11_III2_IV2_V1_VI1, w których odnotowano najniższe wartości prądu zwarciego.



Rys.2. Przebieg wartości skutecznej podstawowej harmonicznej prądu zwarciego (I_{1h}) kontrolowanej przez prądowe kryterium rozruchowe zabezpieczenia odległościowego (przeliczono na stronę wtórną przekładników prądowych I_{2r}) dla scenariuszy symulacji: a) I2_I11_III2_IV1_V1_VI2; b) I2_I11_III2_IV2_V1_VI1

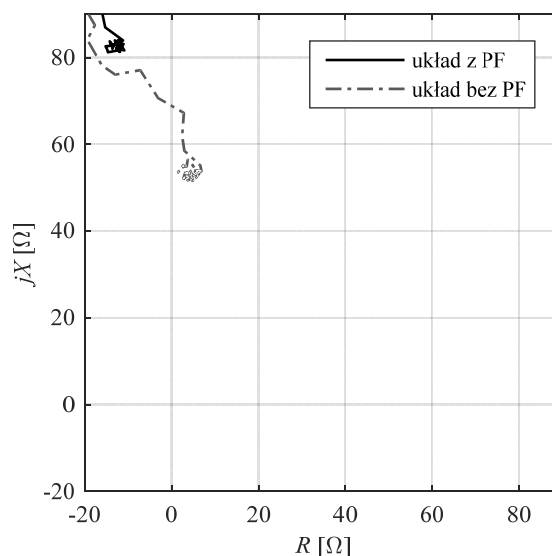
Zmianie prądowych warunków pracy sieci z PF może również towarzyszyć zwiększenie dynamiki stanów przejściowych podczas zwarc. Ewentualny znaczący wzrost poziomu udarów prądowych może skutkować nieprawidłowym przetwarzaniem sygnałów prądowych przez przekładniki i błędnym działaniem zabezpieczeń odległościowych. Jednak przeprowadzone badania symulacyjne wskazują, że w układzie z PF udary prądowe zwykle są nie większe niż przed przyłączeniem PF (tab.3). Przedstawione względne zmiany poziomu udarów (δi_{max}) wyliczono, korzystając z zależności (1), przyjmując jako odniesienie największą wartość udaru odnotowaną dla danej gałęzi sieciowej w układzie bez PF. Tym samym przyłączenie PF nie powoduje powstania ryzyka błędnego działania zabezpieczeń odległościowych wskutek wzrostu poziomu udarów prądowych podczas zakłóceń zwarciegich.

Tabela 3. Względne zmiany poziomu udarów prądów zwarciegich płynących wybranymi liniami 400 kV wokół stacji MIK po przyłączeniu PF dla różnych scenariuszy pracy sieci i PF

| Scenariusz symulacji | Gałąź sieci | | |
|------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | tor 1 linii MIK-HAG | tor 2 linii MIK-HAG | linia MIK-CRN |
| | $\delta i_{max} [\%]$ | $\delta i_{max} [\%]$ | $\delta i_{max} [\%]$ |
| I2_I11_III1_IV1_V1_VI1 | -60,42 | -15,87 | -56,57 |
| I2_I11_III2_IV1_V1_VI1 | -61,83 | -18,64 | -57,63 |
| I2_I11_III3_IV1_V1_VI1 | -60,08 | -13,58 | -56,39 |
| I2_I11_III1_IV1_V2_VI1 | -79,94 | -22,47 | -7,28 |
| I2_I12_III1_IV1_V1_VI1 | -60,87 | -9,48 | -56,70 |
| I2_I12_III3_IV1_V2_VI2 | -89,19 | -58,24 | -33,01 |
| I2_I11_III2_IV2_V1_VI1 | -61,49 | nie dotyczy | -59,73 |
| I2_I12_III1_IV2_V2_VI2 | -86,27 | nie dotyczy | -30,53 |

Dla scenariuszy pracy sieci I2_I12_V1 (tab.1) obecność PF w układzie sieciowym prowadzi do „nieklasycznego” rozprywu prądu zwarciego. Wówczas kierunek przepływu prądu gałęzią sieciową będzie przeciwny do występującego w układzie bez PF (rys.1). Może to powodować, że przez węzeł sieciowy z zabezpieczeniem odległościowym linii prąd zwarciego popłynie „do szyn” zamiast „od szyn” mimo zwarcia w obrębie fragmentu sieci przypisanego do zabezpieczenia. Zazwyczaj dla takich lokalizacji zwarc prąd płynie od węzła z zabezpieczeniem do następnego obiektu tego fragmentu (kierunek „od szyn”). Kierunek „do szyn” sugeruje zwarcie w obiekcie poprzedzającym węzeł z zabezpieczeniem. Zmiana kierunku przepływu gałęziowego powoduje, że rezystancja obliczana przez zabezpieczenie przyjmuje wartości ujemne. Przykład takiego zafalszowania „pomiaru” impedancji przedstawiono na rysunku 3. Dla porównania zamieszczono również impedancję „widzianą” przez zabezpieczenie dla analogicznego scenariusza pracy sieci w układzie bez PF. W tabeli 4 zestawiono parametry impedancji wyznaczonej przez zabezpieczenie (R_{obl} , X_{obl}) oraz oczekiwane, poprawne dla rozpatrywanej lokalizacji zwarcia (R_{ocz} , X_{ocz}). Dodatkowo przedstawiono błąd względny procentowy ich wyznaczania, który – przykładowo dla rezystancji – obliczono wg zależności (2).

$$(2) \quad \delta R = \frac{R_{obl} - R_{ocz}}{R_{ocz}} \cdot 100$$



Rys.3. Trajektorie końców wektorów impedancji wyznaczonych przez zabezpieczenie odległościowe linii MIK-CRN zainstalowane w stacji CRN dla symulacji I2_I11_III1_IV1_V1_VI1 (układ z PF) i I1_I11_IV1_V1_VI1 (układ bez PF)

Tabela 4. Parametry impedancji wyznaczonych przez zabezpieczenie odległościowe linii MIK-CRN zainstalowane w stacji CRN dla symulacji I2_II1_III1_IV1_V1_VI1 (układ z PF) i I1_II1_IV1_V1_VI1 (układ bez PF)

| Scenariusz symulacji | Parametry impedancji | | | |
|------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------|-------------------|
| | $(R_{obl} + jX_{obl})$ [Ω] | $(R_{ocz} + jX_{ocz})$ [Ω] | δR [%] | δX [%] |
| I1_II1_IV1_V1_VI1 | 4,8+j52,3 | 4,6+j47,0 | 4,3 | 11,3 |
| I2_II1_III1_IV1_V1_VI1 | -12,3+j82,4 | 5,1+j80,6 | -341 | 2,2 |

Dla układu bez PF (scenariusz I1_II1_IV1_V1_VI1) wyliczone niewielkie błędy wyznaczania impedancji przez zabezpieczenie odległościowe są powodowane zjawiskiem spływu prądu zwarcowego [2], [3]. Przez fragment pętli zwarcowej „widzianej” przez zabezpieczenie płynie nie tylko prąd mierzony przez zabezpieczenie, ale również prądy pochodzące od pozostałych gałęzi sieciowych przyłączonych do stacji MIK. Powoduje to, że parametry impedancji wyznaczonej przez zabezpieczenie nieznacznie odbiegają od wartości poprawnych. Dla rozpatrywanego scenariusza pracy sieci błąd sięga 4% dla rezystancji i 11% dla reaktancji. Natomiast po przyłączeniu PF błąd maksymalny rośnie ponad 30-krotnie (patrz tab.4). Podkreśla się, że różnica parametrów impedancji dla układu z PF i układu bez PF dotyczy nie tylko wartości, ale również znaku. Ujemny znak rezystancji wyznaczonej przez zabezpieczenie w układzie sieciowym z PF to efekt zmiany kierunku przepływu prądu zwarcowego linią MIK-CRN. Dla rozpatrywanego scenariusza pracy sieci przed przyłączeniem PF prąd płynął w kierunku od stacji CRN do stacji MIK, natomiast po przyłączeniu PF prąd płynie od MIK do CRN (rys.1). Prowadzi to do zmiany położenia końca wektora impedancji z I ćwiartki płaszczyzny zespolonej (poprawne położenie dla rozpatrywanej lokalizacji zwarcia) do II ćwiartki (położenie niepoprawne). Ilustruje to rysunek 3. Dla rozpatrywanej lokalizacji zwarcia (scenariusz V1 – tab.1) błąd „pomiaru” impedancji w układzie z PF opisuje zależność (3):

$$(3) \quad \Delta Z = \frac{\sum I_j}{I_{CRN}} (Z_{PF} + Z_{MIK-F})$$

gdzie: I_{CRN} – prąd zwarcowy płynący linią MIK-CRN, mierzony przez zabezpieczenie, $\sum I_j$ – sumaryczny prąd zwarcowy pozostałych gałęzi przyłączonych do stacji MIK, Z_{PF} – impedancja PF, Z_{MIK-F} – impedancja odcinka toru 1 linii MIK-HAG od stacji MIK do miejsca zwarcia.

Postać zależności (3) wskazuje, że błąd wyznaczania impedancji przez zabezpieczenie odległościowe linii w układzie z PF zależy od wielu czynników, m.in.: rozpyły prądu zwarcowego w otoczeniu sieciowym PF, aktualnej impedancji PF, warunków pracy sieci w stanie przedzakłóceniovym (w tym kierunku przepływu mocy linią MIK-HAG) oraz lokalizacji zwarcia. Powoduje to, że określenie spodziewanego poziomu błędu jest praktycznie niemożliwe. Podkreśla się, że w efekcie może to skutkować niezadziałaniem zabezpieczenia, jeśli jego strefy pomiarowe nie będą obejmować fragmentów II ćwiartki płaszczyzny zespolonej, w których potencjalnie może się znajdować koniec wektora impedancji „widzianej” przez zabezpieczenie linii przyłączonej do PF nawet przy zwarcu w bliskim jej sąsiedztwie.

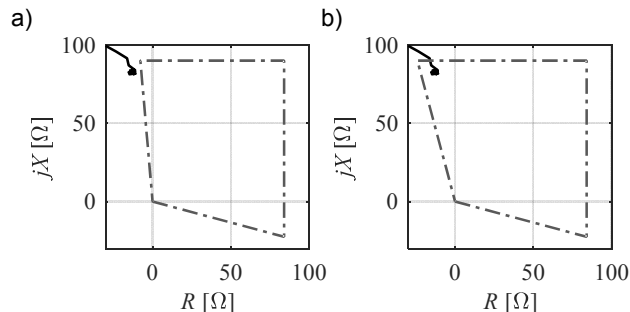
Podsumowanie

Obecność PF w strukturze sieci prowadzi do zmiany warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii. Jest to podyktowane m.in. zmianą wartości i kierunku przepływów gałęziowych towarzyszących zwarciom w odniesieniu do układu bez PF. Zmiana wartości prądu

(zwykle zmniejszenie) jest spodziewana (wynika m.in. ze zmiany impedancji sieci po przyłączeniu PF) i nie powinna skutkować nieprawidłowym działaniem tych zabezpieczeń. Natomiast zmiana kierunku przepływu prądu zwarcowego może powodować, że zabezpieczenie będzie „widzieć” zwarcie zaistniałe we fragmencie sieci przypisanym do zabezpieczenia jako zakłócenie poza tym fragmentem, zlokalizowane „z tyłu”. Może to doprowadzić do nieuzasadnionego niezadziałania zabezpieczenia. Niemniej, dla rozpatrywanego układu sieciowego z PF w stacji MIK takie ryzyko występuje tylko dla bardzo ograniczonego zbioru scenariuszy pracy sieci i dotyczy wyłącznie zwarc w obrębie obiektów objętych ochroną rezerwową zabezpieczenia. Ewentualne niezadziałania zabezpieczenia mogłyby mieć negatywne konsekwencje wyłącznie w sytuacji braku zadziałania wszystkich podstawowych układów EAZ tych obiektów.

Przedstawione możliwe nieprawidłowe działanie zabezpieczeń odległościowych linii po przyłączeniu PF można ograniczyć, odpowiednio dobierając kształt stref pomiarowych tych zabezpieczeń. Należy uwzględnić możliwość „przebywania” końca wektora impedancji w II ćwiartce płaszczyzny zespolonej podczas zwarc w fragmencie sieci przypisanym do zabezpieczenia. Zbyt mały kąt nachylenia stref względem osi rzędnych może nie gwarantować detekcji tych zwarc. Przedstawiono to na rysunku 4 dla zabezpieczenia zainstalowanego w stacji CRN w polu linii MIK-CRN. Dodatkowo na rysunku zamieszczono trajektorię końca wektora impedancji wyznaczonego przez to zabezpieczenie w układzie sieciowym z PF (rys.3).

Przeprowadzone rozpatrywania wskazują, że przyłączenie PF może istotnie zmieniać warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii otoczenia sieciowego PF oraz komplikować dobór ich nastawień.



Rys.4. Kształt przykładowej strefy pomiarowej zabezpieczenia odległościowego linii dla kąta nachylenia stref względem osi rzędnych: a) 5°; b) 15° (parametry stref poglądowe)

Autorzy: prof. dr hab. inż. Adrian Halinka, dr inż. Piotr Rzepka, dr inż. Mateusz Szablicki, E-mail: Mateusz.Szablicki@polsl.pl; Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów

LITERATURA

- [1] Kocot H., Korab R., Przygodzki M., Żmuda K., Zastosowanie przesuwników fazowych do sterowania przepływami mocy na połączeniach transgranicznych KSE, *Przegląd Elektrotechniczny*, 89 (2013), nr 9, 282-285
- [2] Szablicki M., Obszarowa adaptacyjna automatyka zabezpieczeniowa linii WN z odczepowo przyłączonymi źródłami wiatrowymi, Rozprawa doktorska, Gliwice (2013)
- [3] Halinka A., Szablicki M., Zabezpieczenia odległościowe linii n-odczepowych (nowe metody wyznaczania impedancji), *Przegląd Elektrotechniczny*, 90 (2014), nr 7, 131-134
- [4] Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia, Prace badawcze i rozwojowe. Biblioteka PSE S.A., Warszawa (2010)