

Koncepcja modyfikacji algorytmu pomiarowego zabezpieczenia odległościowego linii elektroenergetycznych

Streszczenie. Zabezpieczenie odległościowe linii elektroenergetycznej identyfikuje jej stan pracy, kontrolując impedancję, która jest wyznaczana z wykorzystaniem napięć i prądów zmierzonych w punkcie zainstalowania zabezpieczenia. Powoduje to dużą wrażliwość jego działania na czynniki fałszujące „pomiar” impedancji. W artykule przedstawiono koncepcję modyfikacji algorytmu pomiarowego, zapewniającą minimalizację wpływu zwarć pośrednich na poprawność działania zabezpieczenia. Zamieszczono wyniki badań skuteczności proponowanego rozwiązania.

Abstract. Distance protection identifies operating status of transmission line by controlling the impedance, which is calculated using the voltages and currents values, which are measured at the point of installation of the protection. This causes that this algorithm may incorrectly calculate the impedances, which may lead to false relay tripping. The article presents the concept of modifying the measurement algorithm, which can minimize the impact of resistance faults on the correct operation of the protection. The research results the effectiveness of the proposed solution are presented. (The concept of modifying the measurement algorithm for transmission line distance protection).

Słowa kluczowe: elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, zabezpieczenie odległościowe linii, zwarcie pośrednie.

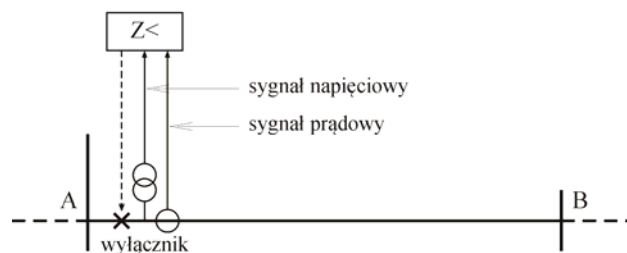
Keywords: power system protection, distance protection, high resistance fault.

Wstęp

Bezpieczne i niezawodne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego (SEE) wymaga stosowania środków zapewniających ochronę obiektów elektroenergetycznych tworzących SEE i użytkowników SEE przed skutkami nienormalnych stanów pracy SEE. Te ważne zadanie jest realizowane przez elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową (EAZ). W [1] wskazano, że obecność EAZ w SEE stanowi jeden z podstawowych determinantów bezpiecznego i niezawodnego funkcjonowania i korzystania z SEE. Uzyskanie poprawnego działania EAZ jest trudne, ponieważ każdorazowo należy rozstrzygać dylemat między szybkością i selektywnością działania EAZ. Szybkość identyfikacji zakłócenia przez EAZ i wyłączenia obiektu objętego tym zakłóceniem jest wymagana, aby ograniczyć narażenia dla tego obiektu i innych obiektów w sąsiedztwie, zminimalizować ryzyko eskalacji zakłócenia na kolejne fragmenty SEE oraz zapewnić bezpieczeństwo użytkowników energii elektrycznej. Natomiast selektywność działania EAZ jest wymagana, aby zminimalizować skutki wyłączeń w SEE wywołanych zadziałaniem EAZ. Poprawne ujęcie tych dwóch przeciwstawnych wymogów powoduje, że dobór funkcjonalności i nastawień EAZ jest bardzo złożony. Jednocześnie w [2] wskazano, że warunki działania EAZ stają się coraz trudniejsze. Jest to determinowane m.in. zmianą modelu funkcjonowania SEE, w tym przyłączaniem nowych typów obiektów do SEE, ekologicznym i ekonomicznym dążeniem do wycofywania klasycznych wielkoskalowych źródeł wytwórczych itd. Wywołuje to m.in. zmianę warunków pracy SEE podczas zwarć, które niejednokrotnie wykraczają poza uwzględniane przy projektowaniu EAZ – np. w [3] wykazano, że brak lub niewielki udział odnawialnych źródeł energii (OZE) w prądzie zwarciovym może powodować nawet brak zadziałania zabezpieczeń nadprądowych standardowo dostosowanych do prądów zwarciovych o wysokich wartościach. Wymusza to poszukiwanie nowych koncepcji EAZ [2]. Dążenie do poprawy działania EAZ nie powinno jednak ograniczać się tylko do nowych warunków pracy SEE. Wyzwaniem są również sytuacje, które zostały już rozpoznane, ale ich negatywny wpływ na działanie EAZ jest trudny do minimalizacji. Jednym z przykładów są zwarcia pośrednie (rezystancyjne) powodujące niepoprawne działanie zabezpieczeń odległościowych linii.

Zabezpieczenie odległościowe linii

Zabezpieczenia odległościowe służą do ochrony linii elektroenergetycznych przed negatywnymi skutkami zwarć w obrębie linii przypisanej do danego zabezpieczenia oraz zwarć zlokalizowanych w sąsiedztwie tej linii. Przedmiotowe zadanie jest realizowane dwuetapowo. W pierwszym etapie algorytm pomiarowy zabezpieczenia wyznacza tzw. impedancję „pomiarową”, która stanowi wielkość elektryczną opisującą stan pracy chronionej linii i jej otoczenia sieciowego. Impedancja „pomiarowa” jest obliczana z wykorzystaniem napięć i prądów, które są pozyskiwane lokalnie, tj. mierzone na krańcu linii, w którym zainstalowano zabezpieczenie (patrz rys. 1). Wyznaczona impedancja „pomiarowa” jest porównywana z impedancją chronionej linii. Umożliwia to identyfikację aktualnego stanu pracy tej linii – w uproszczeniu, duża wartość impedancji oznacza bezzakłócenową pracę linii, natomiast niewielka wartość tej impedancji oznacza zwarcie w linii lub w jej bezpośrednim sąsiedztwie sieciowym. Do identyfikacji zmiany parametrów impedancji służy algorytm decyzyjny – stanowi to drugi etap działania zabezpieczenia odległościowego. Zadaniem tego algorytmu jest sprawdzanie położenia końca fazora impedancji wyznaczonej przez algorytm pomiarowy względem stref pomiarowych sparametryzowanych na płaszczyźnie zespolonej przez użytkownika zabezpieczenia. Zadziałanie algorytmu decyzyjnego i – tym samym – zadziałanie zabezpieczenia nastąpi, jeśli koniec fazora impedancji „pomiarowej” znajdzie się wewnątrz strefy pomiarowej. Szczegółowy opis zasady działania zabezpieczenia odległościowego linii zamieszczono m.in. w [1].



Rys.1. Idea aplikacji zabezpieczenia odległościowego w EAZ linii elektroenergetycznej

Dla przedstawionej idei funkcjonowania zabezpieczenia odległościowego linii poprawność jego działania jest determinowana poprawnością wyznaczania impedancji przez algorytm pomiarowy zabezpieczenia. Nawet niewielkie zafałszowanie „pomiaru” impedancji, np. wskutek niezerowej wartości rezystancji przejścia w miejscu zwarcia, powoduje, że obliczone parametry impedancji „pomiarowej” odbiegają od wartości oczekiwanych, zależnych od odległości od początku linii (krańca linii z zainstalowanym zabezpieczeniem) do lokalizacji zwarcia. Zależnie od skali błędów algorytmu pomiarowego może to spowodować wypracowanie błędnej decyzji przez algorytm decyzyjny zabezpieczenia. Zbyt późne zadziałanie lub brak zadziałania zabezpieczenia implikują niepotrzebne narażenie linii, innych obiektów oraz użytkowników SEE.

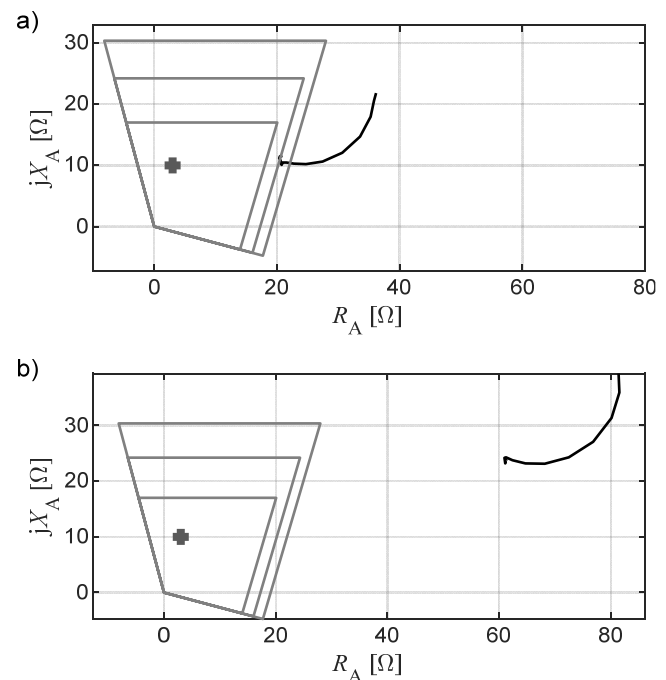
Dotychczas podejmowane próby ograniczenia wskazanego ryzyka niepoprawnego działania zabezpieczeń odległościowych linii podczas zwarcń pośrednich koncentrują się przede wszystkim na modyfikacji kształtu stref pomiarowych zabezpieczenia [1]. Zwykle polega to na wydłużeniu stref w kierunku rezystancyjnym, aby zasięg działania zabezpieczenia obejmował możliwie wysokie wartości rezystancji przejścia w miejscu zwarcia. Jednak w wielu przypadkach jest to niewystarczające [4], ponieważ dla zwarcń pośrednich zafałszowanie „pomiaru” impedancji jest tak duże (błąd może sięgać setek %), że zmodyfikowana strefa pomiarowa pokrywałaby się z obszarem impedancji właściwym dla stanu pracy normalnej, w którym zadziałanie zabezpieczenia jest niedopuszczalne. W [5, 6] przedstawiono możliwe rozwiązanie tego problemu, proponując koncepcję nowego obszarowego zabezpieczenia odległościowego (podimpedancyjnego) linii, dla którego zaproponowano nowe algorytmy pomiarowe i nowe kryterium decyzyjne sum impedancji. Podstawą opracowania nowej postaci algorytmów pomiarowych było założenie dostępności sygnałów prądowych nie tylko lokalnych (z krańca linii z zabezpieczeniem), ale także pochodzących z pozostałych krańców linii lub ciągu obiektów z linią. Umożliwiło to uzyskanie niewrażliwości nowych obszarowych algorytmów pomiarowych na czynniki fałszujące „pomiar” impedancji klasycznych algorytmów, jednak wymaga to istotnej modyfikacji podejścia do organizacji obwodów wtórnych współpracujących z zabezpieczeniami odległościowymi. W niniejszym artykule skupiono się wyłącznie na dostępnych lokalnie sygnałach standardowo dostarczanych do zabezpieczenia odległościowego linii, dla którego zaproponowano koncepcję nowego algorytmu pomiarowego umożliwiającą minimalizację wpływu zwarcń pośrednich na poprawność wyznaczania impedancji „pomiarowej”.

Działanie klasycznego zabezpieczenia odległościowego linii podczas zwarcń pośrednich

Badania warunków działania zabezpieczenia odległościowego linii podczas zwarcia pośredniego przeprowadzono, korzystając z modelu symulacyjnego fragmentu SEE WN. Model dedykowany do symulacji elektromagnetycznych stanów przejściowych podczas zakłóceń zwarciovych opracowano w programie MATLAB Simulink. Jednym z elementów cząstkowych tego modelu była napowietrzna linia WN (przyjęto oznaczenie linia AB) o długości $l_{AB} = 50$ km i typowych jednostkowych parametrach impedancyjnych ($R' = 0,12 \Omega/\text{km}$ i $X' = 0,40 \Omega/\text{km}$ – wg [7]). Dla przyjętej struktury i parametrów obiektów otoczenia sieciowego linii AB moc zwarciova w stacji A wynosiła 1000 MVA. Jednostronnie zasilana linia AB stanowiła element ciągu przyłączonego do stacji A, na którego końcu dołączono obciążenie o mocy równej $(100 + j40)$ MVA. Model zabezpieczenia odległościowego z klasycznym i

proponowanym nowym algorytmem pomiarowym opracowano w programie MATLAB, tworząc dedykowane skrypty odwzorowujące wszystkie najważniejsze bloki cyfrowego EAZ (filtracja, przetwarzanie, pomiary, decyzja). Strefy pomiarowe zabezpieczenia zwymiarowano zgodnie z [1], aktywując w modelu zabezpieczenia trzy strefy: I, II i III. Przygotowane modele sieci i EAZ umożliwiły realizację badań symulacyjnych warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii. Stan początkowy każdej symulacji odwzorowywał normalną pracę SEE, podczas której parametry opisujące warunki pracy modelowanego fragmentu SEE pozostawały niezmiennie (stan quasi-ustalony). Temu stanowi przypisywano ujemne chwile czasowe. W 0 sekundzie symulacji symulowano wystąpienie trójfazowego zwarcia pośredniego o zadawanej wartości rezystancji przejścia w miejscu zwarcia.

Na rysunku 2 przedstawiono wyniki symulacji działania klasycznego zabezpieczenia odległościowego ZA linii AB podczas zwarcia trójfazowego w połowie linii (zwarcie na 25 km linii) dla dwóch wartości rezystancji przejścia w miejscu zwarcia (R_F): 20Ω i 100Ω . W obu przypadkach zabezpieczenie zadziało niepoprawnie. Dla zadanej lokalizacji zwarcia oczekiwano zadziałania w I strefie pomiarowej (zwykle zadziałanie bezwzględne), natomiast niezerowa wartość R_F spowodowała, że klasyczne zabezpieczenie zadziało z opóźnieniem (w strefie III – dotyczy $R_F = 20 \Omega$) lub nawet nie zadziało (dotyczy $R_F = 100 \Omega$). Niepoprawne działanie zabezpieczenia jest determinowane zafałszowaniem impedancji obliczanej przez klasyczny algorytm pomiarowy podczas zwarcia pośredniego. Błąd wyznaczania składowych impedancji sięga prawie 2000% (dotyczy rezystancji), przez co zabezpieczenie „widzi” zwarcie jako oddalone od stacji A o ponad 153 km (zatem daleko poza chronioną linią AB), przy rzeczywistej odległości do miejsca zwarcia równej 25 km. W tablicy 1 zestawiono oszacowanie skali zafałszowania składowych impedancji „pomiarowej” wyznaczanych przez klasyczny algorytm pomiarowy zabezpieczenia odległościowego dla różnych wartości R_F .



Rys.2. Trajektorie końca fazona impedancji wyznaczonego przez klasyczne zabezpieczenie odległościowe ZA linii AB podczas zwarcia trójfazowego w połowie długości linii dla: a) $R_F = 20 \Omega$ i b) $R_F = 100 \Omega$ (znakiem + oznaczono oczekiwane położenia fazona)

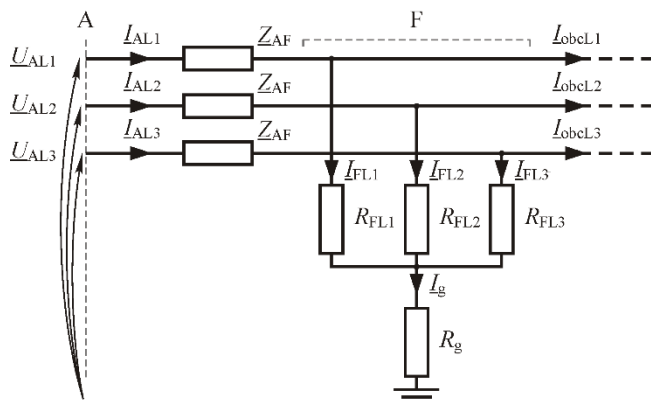
Tabela 1. Wartości rezystancji R_A i reaktancji X_A oraz względny błąd procentowy wyznaczania rezystancji (δR) i reaktancji (δX) przez klasyczny algorytm pomiarowy ZA linii AB dla różnych wartości R_F w miejscu zwarcia trójfazowego zlokalizowanego w połowie linii AB (oczekiwane wartości składowych impedancji pętli „pomiarowej” wynoszą: $R_{ocz} = 3,00 \Omega$, $X_{ocz} = 10,00 \Omega$)

R_F , w Ω	R_A , w Ω	δR_A , w %	X_A , w Ω	δX_A , w %
20	20,70	589,99	11,43	14,32
50	40,30	1243,28	15,59	55,85
100	61,31	1943,72	23,71	137,15
200	82,76	2658,58	36,83	268,26
500	103,06	3335,33	55,66	456,57
1000	111,35	3611,82	66,17	561,66
2000	115,71	3757,02	72,70	626,96
5000	118,36	3845,19	77,12	671,15
10000	119,24	3874,60	78,68	686,81

Uzyskane wyniki symulacji zwarcń pośrednich jednoznacznie wskazują, że klasyczne zabezpieczenie odległościowe linii nie gwarantują poprawnej realizacji ochrony linii przed skutkami zwarcń, nawet przy niewielkiej wartości rezystancji przejścia w miejscu zwarcia, sięgającej kilkunastu-kilkudziesięciu Ω . Stanowi to silną przesłankę do poszukiwania rozwiązań minimalizujących błędy wyznaczania parametrów impedancji „pomiarowej” przez algorytm pomiarowy zabezpieczenia odległościowego.

Koncepcja nowego algorytmu pomiarowego zabezpieczenia odległościowego linii dedykowanego zwarciom pośrednim

Na rysunku 3 przedstawiono fragment SEE z linią AB, na której w punkcie F zaistniało trójfazowe zwarcie pośrednie. Sygnały doprowadzone do zabezpieczenia odległościowego ZA to napięcia fazowe mierzone w stacji A: \underline{U}_{AL1} , \underline{U}_{AL2} i \underline{U}_{AL3} oraz prądy mierzone na początku linii: \underline{I}_{AL1} , \underline{I}_{AL2} i \underline{I}_{AL3} . Dla przyjętego układu sieciowego z linią AB jednostronnie zasilaną, prądy w poszczególnych fazach stanowią sumę geometryczną odpowiednich prądów zwarcia: \underline{I}_{FL1} , \underline{I}_{FL2} i \underline{I}_{FL3} oraz prądów płynących do obciążenia: \underline{I}_{obcL1} , \underline{I}_{obcL2} i \underline{I}_{obcL3} .



Rys.3. Uproszczony schemat zastępczy linii AB z przyjętym rozplywem prądów podczas zwarcia pośredniego w punkcie F

Napięcia pozyskiwane przez klasyczne zabezpieczenie odległościowe ZA można wyrazić zależnościami:

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_{AL1} &= \underline{I}_{AL1} \underline{Z}_{AF} + \underline{I}_{FL1} R_{FL1} + \underline{I}_g R_g \\
 \underline{U}_{AL2} &= \underline{I}_{AL2} \underline{Z}_{AF} + \underline{I}_{FL2} R_{FL2} + \underline{I}_g R_g \\
 \underline{U}_{AL3} &= \underline{I}_{AL3} \underline{Z}_{AF} + \underline{I}_{FL3} R_{FL3} + \underline{I}_g R_g
 \end{aligned}
 \quad (1)$$

gdzie: \underline{Z}_{AF} – impedancja linii do miejsca zwarcia, R_{FL1} , R_{FL2} i R_{FL3} – rezystancja przejścia w miejscu zwarcia dla faz L1, L2 i L3, \underline{I}_g – prąd zwarciaowy doziemny, R_g – rezystancja doziemienia w miejscu zwarcia.

Wówczas impedancję „pomiarową” obliczaną przez klasyczne zabezpieczenie odległościowe ZA dla pętli międzyfazowej L1 i L2 opisuje zależność:

$$\begin{aligned}
 \underline{Z}_{AL1L2} &= \frac{\underline{U}_{AL1} - \underline{U}_{AL2}}{\underline{I}_{AL1} - \underline{I}_{AL2}} = \\
 &= \frac{\underline{I}_{AL1} \underline{Z}_{AF} + \underline{I}_{FL1} R_{FL1} + \underline{I}_g R_g - (\underline{I}_{AL2} \underline{Z}_{AF} + \underline{I}_{FL2} R_{FL2} + \underline{I}_g R_g)}{\underline{I}_{AL1} - \underline{I}_{AL2}} = \\
 &= \underline{Z}_{AF} + \frac{\underline{I}_{FL1} R_{FL1}}{\underline{I}_{AL1} - \underline{I}_{AL2}} - \frac{\underline{I}_{FL2} R_{FL2}}{\underline{I}_{AL1} - \underline{I}_{AL2}}
 \end{aligned}
 \quad (2)$$

W zależności (2) lewa strona to impedancja „widziana” przez klasyczne zabezpieczenie ZA. Poprawna wartość impedancji do miejsca zwarcia, jaką powinno wyznaczyć ZA, jest równa \underline{Z}_{AF} . Tym samym pozostałe dwa składniki prawej strony zależności (2) stanowią błąd wyznaczania impedancji klasycznego algorytmu pomiarowego. Błąd ten jest powodowany niezerową wartością R_F oraz przepływem przez odcinek AF linii nie tylko prądu zwarcia, ale również prądu obciążenia (dla każdej z k faz $\underline{I}_{ALk} \neq \underline{I}_{FLk}$).

Wskazuje się, że część obiektów elektroenergetycznych przyłączanych do SEE automatycznie wyłącza się w sytuacji zwarcia w SEE. Wówczas $\underline{I}_{FL1} = \underline{I}_{AL1}$, $\underline{I}_{FL2} = \underline{I}_{AL2}$ oraz $\underline{I}_{FL3} = \underline{I}_{AL3}$. Zależność (2) przyjmuje postać:

$$\underline{Z}_{AL1L2} = \underline{Z}_{AF} + \frac{\underline{I}_{AL1} R_{FL1}}{\underline{I}_{AL1} - \underline{I}_{AL2}} - \frac{\underline{I}_{AL2} R_{FL2}}{\underline{I}_{AL1} - \underline{I}_{AL2}}
 \quad (3)$$

Oznaczając ilorazy prądów jako $\underline{\alpha}$ i $\underline{\beta}$:

$$\begin{aligned}
 \frac{\underline{I}_{AL1}}{\underline{I}_{AL1} - \underline{I}_{AL2}} &= \underline{\alpha} = \alpha^{Re} + j\alpha^{Im} \\
 \frac{\underline{I}_{AL2}}{\underline{I}_{AL1} - \underline{I}_{AL2}} &= \underline{\beta} = \beta^{Re} + j\beta^{Im}
 \end{aligned}
 \quad (4)$$

oraz wyrażając impedancję do miejsca zwarcia jako iloczyn jednostkowych parametrów impedancyjnych linii (R' i X') i odległości od początku linii do miejsca zwarcia (l_{AF}), zależność (3) przyjmuje postać:

$$\begin{aligned}
 \underline{Z}_{AL1L2} &= (R' + jX') l_{AF} + \\
 &+ (\alpha^{Re} + j\alpha^{Im}) R_{FL1} - (\beta^{Re} + j\beta^{Im}) R_{FL2}
 \end{aligned}
 \quad (5)$$

Rozpisując zależność (5) osobno dla części rzeczywistej i urojonej, otrzymuje się układ równań:

$$\begin{cases} R_{AL1L2} = R' l_{AF} + \alpha^{Re} R_{FL1} - \beta^{Re} R_{FL2} \\ X_{AL1L2} = X' l_{AF} + \alpha^{Im} R_{FL1} - \beta^{Im} R_{FL2} \end{cases}
 \quad (6)$$

Zakładając, że $R_{FL1} = R_{FL2} = R_F$, w zależności (6) nieznanne są jedynie wartości R_F i l_{AF} ($\underline{\alpha}$ i $\underline{\beta}$ są znane, ponieważ są wyliczane z wykorzystaniem sygnałów \underline{I}_{AL1} i \underline{I}_{AL2} doprowadzonych do ZA). Przekształcając (6), można wyznaczyć szukaną wartość l_{AF} . Opisuje to zależność (7):

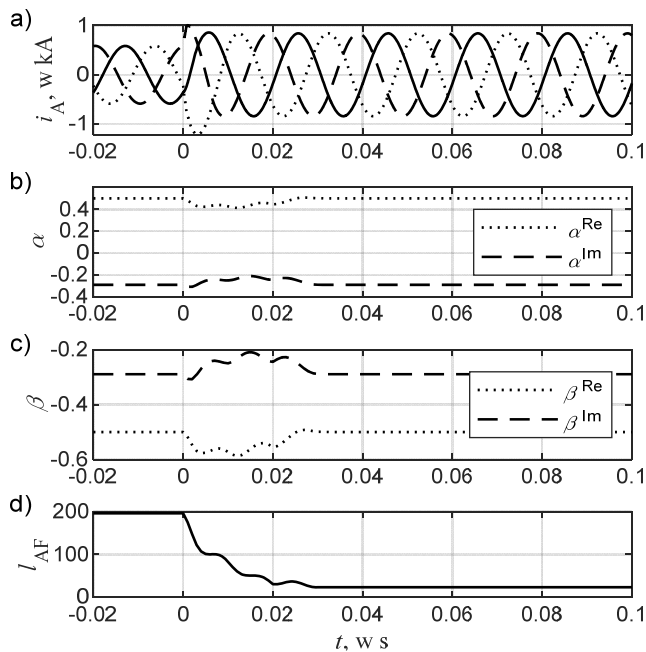
$$l_{AF} = \frac{R_{AL1L2} (-\alpha^{Im} + \beta^{Im}) + X_{AL1L2} (\alpha^{Re} - \beta^{Re})}{R' (-\alpha^{Im} + \beta^{Im}) + X' (\alpha^{Re} - \beta^{Re})}
 \quad (7)$$

Znajomość l_{AF} pozwala obliczyć skorygowane wartości składowych impedancji „pomiarowej” ZA, jako iloczyn jednostkowych parametrów impedancyjnych linii i l_{AF} :

$$R_{AL1L2popr} = R' l_{AF} \quad \text{ i } \quad X_{AL1L2popr} = X' l_{AF}
 \quad (8)$$

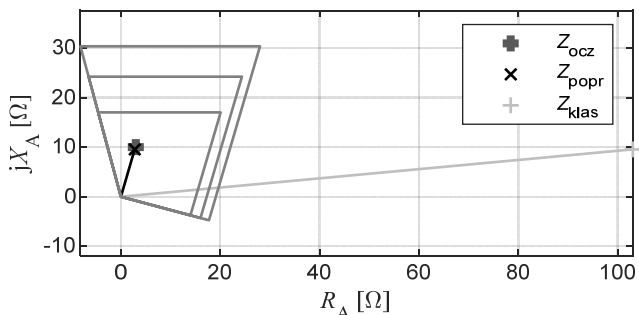
Symulacyjna weryfikacja nowego algorytmu pomiarowego zabezpieczenia odległościowego linii

Na rysunku 4 zilustrowano działanie zabezpieczenia odległościowego ZA z zaimplementowanym nowym algorytmem pomiarowym podczas zwarcia trójfazowego o $R_F = 100 \Omega$ zlokalizowanego w połowie linii AB. Przedstawiono wejściowe, lokalnie pozyskane w stacji A, sygnały prądowe zabezpieczenia (tożsame z sygnałami wejściowymi zabezpieczenia klasycznego), składowe wielkości α i β wyliczone z zależności (4) oraz wyznaczoną z zależności (7) poprawioną wartość odległości do miejsca zwarcia l_{AF} .



Rys.4. Działanie poprawionego algorytmu pomiarowego ZA linii AB podczas trójfazowego zwarcia pośredniego w połowie długości linii: a) przebieg czasowy wartości chwilowej prądów doprowadzonych do zabezpieczenia; b) przebieg czasowy wartości składowych α ; c) przebieg czasowy wartości składowych β ; d) przebieg czasowy wartości l_{AF}

Dla rozpatrywanego zwarcia o $R_F = 100 \Omega$ nowy algorytm pomiarowy ZA obliczył odległość do miejsca zwarcia równą 23,26 km. Zwarcie symulowano na 25 km linii AB, zatem błąd względny wynosi niecałe 7%. Dla porównania, dla klasycznego ZA $l_{AF} = 242,27$ km. Uzyskana poprawa obliczeniowa algorytmu pomiarowego umożliwiła poprawne działanie ZA – nowe zabezpieczenie „widziało” zwarcie w I strefie i – zgodnie z oczekiwaniem – zadziałało bezzwłocznie, natomiast klasyczne zabezpieczenie w ogóle nie zadziałało (patrz rys.5).



Rys.5. Trajektorie końca fazora impedancji wyznaczonego przez nowe (Z_{popr}) i klasyczne (Z_{klas}) zabezpieczenie odległościowe ZA linii AB podczas trójfazowego zwarcia pośredniego w połowie długości linii (znakiem + oznaczono oczekiwane położenia fazora Z_{ocz})

Podsumowanie

Proponowana modyfikacja algorytmu pomiarowego zabezpieczenia odległościowego linii umożliwi skuteczną minimalizację zafałszowania impedancji „pomiarowej” dla zwarcń pośrednich. Uzyskana poprawa dokładności obliczeniowej algorytmu pomiarowego pozwoli na istotną poprawę działania zabezpieczenia odległościowego, ponieważ impedancja „pomiarowa” służy do oceny stanu pracy linii przez algorytm decyzyjny zabezpieczenia. Cechą szczególną opracowanej koncepcji jest brak konieczności modyfikacji algorytmu decyzyjnego zabezpieczenia.

Podkreśla się, że nowy algorytm pomiarowy jest dedykowany dla układów sieciowych, w których obiekty przyłączane do chronionej linii wyłączają się podczas zwarcń. Dla modelowanego układu brak wyłączenia obciążenia powoduje, że nowy algorytm identyfikuje zwarcie na 25 km linii o $R_F = 100 \Omega$ jako zlokalizowane dwukrotnie dalej. Niemniej, choć wynik obliczeń jest zafałszowany, to zabezpieczenie „widzi” zwarcie w II strefie, co umożliwia jego zadziałanie, w przeciwieństwie do zabezpieczenia klasycznego, które nie zadziała, ponieważ „widzi” zwarcie poza strefami pomiarowymi.

Aktualne prace dotyczące modyfikacji algorytmu pomiarowego zabezpieczenia odległościowego w zakresie wykorzystania wyłącznie sygnałów wejściowych dostępnych w miejscu zainstalowania zabezpieczenia koncentrują się na uwzględnieniu czynnika fałszującego „pomiar” impedancji związanego z niewyłączeniem obiektów przyłączonych do chronionej linii podczas zwarcń. Uzyskiwane wstępne wyniki są obiecujące, ponieważ – zależnie od przyjętej metody odwzorowania rozdziału prądu „widzianego” przez zabezpieczenia na prąd płynący do miejsca zwarcia i prąd obciążenia – dla wzmiankowanego zwarcia opracowywane algorytmy umożliwiły redukcję błędu wyznaczenia rezystancji z ponad 1940% do niecałych 23%.

Podkreśla się, że zabezpieczenia odległościowe są stosowane w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w liniach WN i NN. Proponuje się również ich aplikację w liniach SN, jako uzupełnienie EAZ stosowanej obecnie w sieciach SN nasyconych OZE. Stanowi to argumentację ważności zagadnienia, z uwagi na szeroką aplikowalność proponowanego rozwiązania.

Autorzy: dr inż. Mateusz Szablicki, dr inż. Piotr Rzepka, prof. dr hab. inż. Adrian Halinka, Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. Bolesława Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice, E-mail: mateusz.szablicki@polsl.pl

LITERATURA

- [1] Ziegler G., *Numerical distance protection: principles and applications*, Berlin and Munich, 1999
- [2] Szablicki M., Rzepka P., Halinka A., Sowa P., Diagnosis of challenges for power system protection – selected aspects of transformation of power systems, *Modern Electric Power Systems 2019 (MEPS)*, 1-5
- [3] Szablicki M., Rzepka P., Halinka A., Simulation Verification of Overcurrent Protection Operation in Power Networks Integrating Renewable Energy Sources in Energy Communities, *Energies*, 14 (2021), nr 8, 1-19
- [4] Iżykowski J., Bożek M., Adaptacyjne zabezpieczenie odległościowe linii dwutorowych dla zwarcń z udziałem ziemi, *Przegląd elektrotechniczny*, 88 (2012), nr 9a, 22-26
- [5] Szablicki M., Bednarczyk T., Halinka A., Rzepka P., The concept of a new of wide area distance protection – virtual test using RelaySimTest, *Protection, Automation & Control World Conference*, Sofia 2018, 1-17
- [6] Halinka A., Szablicki M.: Nowe kryterium sum impedancji algorytmu decyzyjnego obszarowych zabezpieczeń odległościowych, *Przegląd elektrotechniczny*, 90 (2014), nr 3, 63-67
- [7] Kacejko P., Machowski J., *Zwarcia w systemach elektroenergetycznych*, Warszawa, 2002