

## WSPÓŁCZESNE ROZWIĄZANIA ZABEZPIECZEŃ ZIEMNOZWARCIOWYCH W SIECIACH ŚREDNICH NAPIĘĆ O NIESKUTECZNIE UZIEMIIONYM PUNKCIE NEUTRALNYM<sup>1</sup>

### 1. Wstęp

W sieciach średnich napięć (SN) zwarcia doziemne są jednym z najczęściej spotykanych zakłóceń. Sieci SN to w Polsce głównie sieci o napięciu nominalnym 6, 15 i 20 kV, ale występują jeszcze szczerunkowo sieci 30 kV i – rzadziej – 10,5 kV. Wszystkie one w Polsce pracują z nieskutecznie uziemionym punktem neutralnym (p.n.), a szczegółowe rozwiązania są następujące:

- sieci o izolowanym punkcie neutralnym,
- sieci skompensowane z podziałem na:
  - sieci niewyposażone w dodatkowe urządzenia wspomagające działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych,
  - sieci wyposażone w urządzenia wspomagające, przy czym najczęściej jest to automatyka wymuszania składowej czynnej prądu (AWSC), a w specjalnych zastosowaniach może to być automatyka wymuszania składowej biernej prądu (AWSB),
- sieci o p.n. uziemionym przez rezystor,
- sieci o p.n. uziemionym przez równoległy układ dławika kompensacyjnego i rezystora,
- sieci z „dekompensacją”, czyli z samoczynnym wyłączaniem dławika kompensacyjnego i przejściem na pracę z izolowanym punktem neutralnym, jeżeli kompensacja ziemnozwarciowa (o nadmiernym rozstrojeniu) okazuje się nieskuteczna i nie dochodzi do zgaszenia zwarcia łukowego,
- sieci o p.n. uziemionym przez reaktancję.

Zabezpieczenia dla dwóch ostatnich wymienionych sposobów pracy p.n. nie są omawiane w tym opracowaniu. Dotyczy to „dekompensacji”, jeszcze stosowanej w jednym z polskich zakładów dystrybucyjnych, ale wycofywanej ze względu na przepięcia ziemnozwarciowe, większe nawet niż w sieci o izolowanym p.n. Zresztą

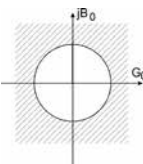
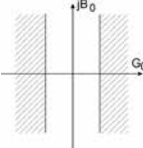
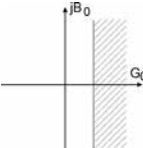
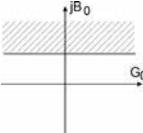
---

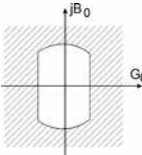
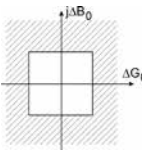
1 Artykuł jest uzupełnioną wersją referatu z konferencji „AUTOMATYKA, ELEKTRYKA, ZAKŁÓCENIA”, która odbyła się w dniach 5–7 czerwca 2013 r. w Cetniewie. Tekst publikujemy w porozumieniu z firmą INFOTECH z Gdańska, organizatorem konferencji.

dla sieci z „dekompensacją” w zasadzie stosuje się zabezpieczenia ziemnozwarciowe takie same, jak dla sieci o izolowanym punkcie neutralnym. Nie będą też omawiane zabezpieczenia w sieciach o p.n. uziemionym przez reaktancję, bo to rozwiązanie występuje w Polsce chyba tylko w jednej sieci. Polega ono na włączeniu trójfazowej reaktancji uziemiającej tak dobranej, że wartość prądu podczas bezrezystancyjnego zwarcia z ziemią osiąga kilkaset amperów.

Nie będą tu omawiane – spotykane w ofercie niektórych producentów zagranicznych – zabezpieczenia oparte na analizie przebiegów przejściowych czy wyższych harmonicznych, ponieważ zdaniem autora są dostępne inne kryteria, prostsze i pewniejsze. Do lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku w Polsce stosowano w zabezpieczeniach ziemnozwarciowych SN głównie kryteria jednowielkościowe, czyli zerowoprądowe i zerowonapięciowe, oraz dwuwielkościowe kierunkowe.

Tablica 1. Najważniejsze kryteria z grupy admitancyjnych [7]

Kryterium, charakterystyka i rekomendacje		Warunki rozruchu
<p><b>Kryterium admitancyjne <math>Y_0 &gt;</math></b>                      Obszar zadziałania leży na zewnątrz okręgu o promieniu odpowiadającym wartości admitancji nastawczej. Kryterium to ma najlepsze warunki do działania w sieciach o p.n. uziemionym przez rezystor. Są możliwości wykorzystania go w sieciach o izolowanym p.n. oraz w liniach o małym prądzie doziemnym w sieciach skompensowanych. Obwody wejściowe składowych zerowych nie wymagają fazowania.</p>		$ Y_{0p}  > Y_{0nast}$ i $U_{0p} > U_{0nast}$
<p><b>Kryterium konduktancyjne <math>G_0 &gt;</math></b>                      Rozruch następuje, gdy mierzona konduktancja znajdzie się w obszarze zakreskowanym. Reaguje na składową czynną prądu ziemnozwarciowego. Szczególnie przydatne w sieciach skompensowanych z AWSC i w sieciach o p.n. uziemionym przez rezystor. Nieprzydatne w sieciach o p.n. izolowanym. Obwody wejściowe składowych zerowych nie wymagają fazowania.</p>		$ G_{0p}  > G_{0nast}$ i $U_{0p} > U_{0nast}$
<p><b>Kryterium konduktancyjne kierunkowe <math>G_{0k}</math></b>                      Charakterystyka rozruchowa obejmuje I i IV ćwiartkę płaszczyzny admitancji. Kryterium to pełni taką rolę, jak zabezpieczenie kierunkowe czynnomocowe. Nie ma rozruchu prądowego, a czułość działania członu <math>G_0</math> nie zależy od wartości rezystancji przejścia <math>R_F</math>. Obwody wejściowe składowych zerowych wymagają fazowania.</p>		$G_{0p} > G_{0nast}$ i $U_{0p} > U_{0n}$
<p><b>Kryterium susceptancyjne kierunkowe <math>B_0 &gt;</math></b>                      Obszar działania obejmuje I i II ćwiartkę płaszczyzny admitancji. Jest to więc charakterystyka kierunkowa o działaniu podobnym do zabezpieczenia biernomocowego. Obwody wejściowe składowych zerowych wymagają fazowania. Zastosowanie ograniczone do sieci o izolowanym p.n.</p>		$B_{0p} > B_{0n}$ i $U_{0p} > U_{0n}$

Kryterium, charakterystyka i rekomendacje		Warunki rozruchu
<p>Kryterium <math>Y_{G_0} &gt;</math>                      Zabezpieczenie typu <math>Y_{G_0}</math> uzyskuje się przez połączenie kryterium admitancyjnego i konduktancyjnego. Ma charakterystykę rozruchową jak na rysunku obok. Pozwala na prawidłową identyfikację linii doziemionych w sieciach o różnym sposobie pracy p.n.. W sieciach skompensowanych z AWSC i sieciach o p.n. uziemionym przez rezystor co najmniej jedno z dwóch kryteriów uzyska warunki do pobudzenia. Natomiast po przejściu sieci na izolowany p.n. linie mogą być skutecznie zabezpieczone przez kryterium <math>Y_0 &gt;</math>.</p>		$Y_{op} > Y_{onast}$ $i$ $G_{op} > G_{onast}$ <p>zawsze</p> $U_{op} > U_{onast}$
<p>Kryterium admitancyjno-porównawcze <math>R_{YY_0}</math>                      Polega na pomiarze przyrostu admitancji zerowej mierzonej w linii doziemionej po załączeniu urządzeń wymuszających dodatkowy prąd ziemnozwarciowy (AWSC lub AWSB). Po wystąpieniu doziemienia oblicza różnicę admitancji doziemnej przed załączeniem i po załączeniu urządzeń wymuszających. Kryterium to wykazuje wysoką czułość w wykrywaniu zwarcie o dużej rezystancji przejścia <math>R_F</math>.</p>		$ Y_{op1} - Y_{op2}  > \Delta Y_{nast}$ $i$ $U_{op} > U_{onast}$

Opracowanie przez prof. Józefa Lorenca [3] grupy kryteriów admitancyjnych (tablica 1) zrewolucjonizowało tę dziedzinę wiedzy. W pracy doktorskiej z roku 1980 omówił on kryterium porównawczo-admitancyjne, które miało bardzo dobre właściwości, ale też dość znaczny stopień skomplikowania. Realizacja w ówczesnej technice cyfrowej była złożona i słabo sprawdzała się w praktyce. Dopiero opracowanie w połowie lat osiemdziesiątych kryterium konduktancyjnego i uzupełnienie go kryterium admitancyjnym doprowadziło do prawdziwej rewolucji w polskich sieciach i praktycznie tam, gdzie je zastosowano, kończyły się problemy z działaniem zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Produkcją zajmowała się firma TESAL z Poznania, wykonująca autonomiczne zabezpieczenie pod nazwą RYGo i panele do zespołów ZL w systemie SMAZ.

W roku 1995 zabezpieczenia z grupy admitancyjnych wprowadzono do mikroprocesorowego systemu CZIP. Obecnie, z producentów działających na polskim rynku, tych kryteriów nie stosuje tylko firma SIEMENS. Trzeba też dodać, że obecne kryteria kierunkowe oparte o technikę cyfrową są znacznie doskonalsze od wykonywanych w technice statycznej analogowej. Słabo rozpoznane są metody stosowane przez firmę Trench połączone z wprowadzaniem do sieci dodatkowego sygnału pomiarowego. Potrafią one wykrywać zwarcia doziemne o rezystancji przejścia nawet 50 kΩ, co jest według autora przesadą, bo ta wartość jest często większa niż wartość wynikająca z naturalnej upływności linii i czułość trzeba zmniejszać. Wystarczającą granicą wykrywalnej rezystancji przejścia  $R_F$  są wartości 5÷6 kΩ.

Duża część podanych w tym opracowaniu wiadomości pochodzi z publikacji [4, 5, 6], ale zwraca się uwagę, że zawierały one dużo błędów redakcyjnych i w kolejnych numerach czasopisma pojawiały się sprostowania.

Oznaczenia wielkości fizycznych są w tym tekście pisane czcionką pochyłą ( $I_0$ ), ale oznaczenia kryteriów od nich pochodzących czcionką prostą ( $I_0 >$ ). Wymienne używa się pojęć „pole potrzeb własnych” i „pole transformatora uziemiającego”, ponieważ w rozdzielniach SN przeważnie jedno pole spełnia obydwie te funkcje.

## 2. Zagrożenia od zwarć doziemnych

Zwarcia doziemne w sieciach SN powodują następujące zagrożenia:

- zagrożenia cieplne dla urządzeń rozdzielni i linii, na ogół niegroźne, a w sieciach o małym prądzie ziemnozwarciowym, rzędu kilkudziesięciu amperów – praktycznie pomijalne; największe są w sieciach o p.n. uziemionym przez rezystor, a najgroźniejsze są dla samego rezystora oraz transformatora uziemiającego;
- zagrożenia cieplne dla uziomów, ale rzadko są one znaczące przy spotykanych czasach trwania zwarcia i właściwym doborze uziomów;
- zagrożenia cieplne dla podziemnych części słupów betonowych, ale tylko podczas zwarć utrzymujących się przez czas dłuższy, liczony w godzinach;
- zagrożenia przepięciowe, które mogą prowadzić do stopniowej degradacji izolacji, szczególnie kabli i silników średniego napięcia;
- groźba przekształcenia się zwarcia doziemnego w zwarcie międzyfazowe, oznaczające znacznie poważniejsze narażenia urządzeń;
- zagrożenia porażeniowe, bo praktycznie każde zwarcie doziemne powoduje pojawienie się napięć rażeniowych [8] w jego okolicy, czasem dość rozległej.

Głównie z tego ostatniego powodu obecne normy wyraźnie zalecają wyłączenie zwarć doziemnych, a co najmniej – ich sygnalizowanie. W wycofanej normie PN-E-05115:2002 [1], która nadal jest w użyciu, bo jest wymieniona w rozporządzeniu ministra, jest sformułowanie: *Każde doziemienie jest wyłączane automatycznie lub ręcznie. Tak więc w przypadku doziemienia, napięcia dotykowe rażeniowe nie występują długotrwale lub nieskończenie długo.* Jednakże analizując normę PN-EN 50341:2005 [2], dochodzi się do wniosku, że w przypadku zastosowania w liniach napowietrznych zabezpieczeń ziemnozwarciowych działających tylko na sygnał trzeba wykonać uziom ochronny przy każdym słupie betonowym lub z elementami przewodzącymi bez względu na jego usytuowanie. Na szczęście w Polsce już tylko w nielicznych rozdzielniach SN pozostały takie zabezpieczenia w sieciach skompen-sowanych bez AWSC oraz w sieciach o izolowanym punkcie neutralnym.

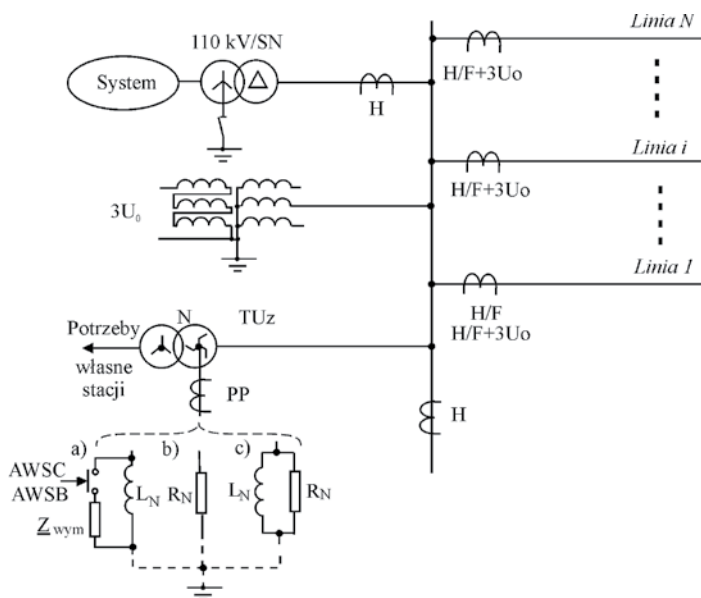
Należy również podkreślić, że nie jest w Polsce znany wypadek porażenia przy dotyku pośrednim, jeśli zadziałało zabezpieczenie ziemnozwarciowe. Wszystkie znane autorowi wypadki zdarzyły się w następstwie zwarcia doziemnego, które nie zostało wyłączone z powodu zbyt niskiej czułości zabezpieczenia albo specyficznej topologii zwarcia (zwarcie od strony odbioru z przerwą od strony zasilania).

## 3. Wyposażenie pól rozdzielni w zabezpieczenia ziemnozwarciowe

Wyraźnie trzeba podkreślić, że zabezpieczenia ziemnozwarciowe nie są środkiem ochrony przeciwporażeniowej podstawowej, a taką opinię czasem się spotyka,

zwłaszcza w dokumentach sądowych. Przy dotyku bezpośrednim zabezpieczenie może zadziałać, ale nie ma takiego wymagania, a ograniczenie skutków porażenia ma miejsce tylko w stopniu ograniczonym i dalece niewystarczającym. Natomiast jest związek pomiędzy zabezpieczeniami ziemnozwarciowymi a ochroną przy uszkodzeniu (ochroną dodatkową) – szczególnie przez wartość czasu trwania zagrożenia porażeniowego równą czasowi przepływu prądu doziemnego. Warto też podkreślić, że dla oceny tego czasu miarodajne są nastawy zabezpieczeń podstawowych, a nie – rezerwowych.

W polskich rozdzielniach SN spotyka się zabezpieczenia ziemnozwarciowe z kryterium silnie zależnym od sposobu pracy punktu neutralnego sieci. Ich wyposażenie zestawiono w tabelicy 2. Usytuowanie przekładników pomiarowych dla tych zabezpieczeń pokazano na rys. 1. Skrót AWSC oznacza automatykę wymuszania dodatkowej składowej czynnej prądu ziemnozwarciowego, AWSB – składowej biernej. Zabezpieczenia w polu SN transformatora mocy 110 kV/SN i w polu podłużnego łącznika szyn (łącznika sekcyjnego) występują tylko w sieci o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor.



Rys. 1. Rozmieszczenie zabezpieczeń ziemnozwarciowych w rozdzielni średniego napięcia  
*H* – układ Holmgreena, *F* – przekładnik Ferrantiego, *PP* – pojedynczy przekładnik prądowy,  $3U_0$  – układ otwartego trójkąta, *Tuz* – transformator uziemiający

Szczegóły odnośnie do doboru zabezpieczeń ziemnozwarciowych linii zawarto w tabelicy 2 [3, 7]. **Zabezpieczenie zerowonapięciowe**, oznaczone  $U_0$ , w zasadzie w polach liniowych nie występuje samodzielnie. W tabelicy 2 zostało ono objaśnione jako stosowane powszechnie ze względu na to, że:

- umieszczone w polu pomiaru napięcia rezerwuje zabezpieczenia w polach liniowych, a w wyjątkowych przypadkach stanowi nawet zabezpieczenie podstawowe działające na sygnalizację,
- stanowi element rozruchowy dla wielu innych kryteriów (kierunkowych i admittancyjnych).

Jest też jedynym kryterium, które – użyte w zabezpieczeniu zainstalowanym w lokalnej elektrowni – pozwala wykrywać zwarcia doziemne w zasilanej przez nią sieci (wyjaśnienie przy końcu artykułu).

**Tablica 2.** Dobór zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach rozdzielni średniego napięcia

Pole rozdzielni średniego napięcia	Sposób pracy punktu neutralnego sieci średniego napięcia				
	izolowany	sieć skompensowana		uziemiony przez rezystor	uziemiony przez dławik    rezystor <sup>1</sup>
		bez AWSC	z AWSC		
liniowe	według tablicy 2				
transformatora mocy SN/nn	brak	brak	brak	wskazane $I_0 >$ możliwe $Y_0 >$	wskazane $I_0 >$ możliwe $Y_0 >$
transformatora uziemiającego	brak	$I_0 >$	$I_0 >$	$I_0 >$	$I_0 >$
podłużnego łącznika szyn	brak	brak	możliwe $G_0 >$	$I_0 >$ $G_0 >$	$I_0 >$ $G_0 >$
pomiaru napięcia	$U_0 >$	$U_0 >$	$U_0 >$	$U_0 >$	$U_0 >$
baterii kondensatorów równoległych (BKR)	brak	brak	brak	$I_0 >$	$I_0 >$

1) dławik || rezystor – układ równoległy dławika i rezystora

**Zabezpieczenia kierunkowe czynno- i biernomocowe**, których charakterystyka jest funkcją prądu rozruchowego i kąta fazowego pomiędzy składowymi zerowymi prądu oraz napięcia, mają jednoznacznie określone zakresy stosowania i żadne z nich nie może być użyte w sieci skompensowanej bez AWSC.

Ścisłe biorąc, gdyby sieć uziemiona przez dławik bez AWSC pracowała ze współczynnikiem rozstrojenia około 0,7 lub mniejszym, dałoby się uzyskać działanie zabezpieczeń kierunkowych biernomocowych w liniach o małym udziale w prądzie pojemnościowym sieci. Jednakże sieci o takim współczynniku rozstrojenia kompensacji nie można zakwalifikować jako „skompensowanej”, ponieważ nie pełni głównej funkcji przypisanej temu sposobowi pracy p.n., czyli nie gasi zwarć łukowych. Poza tym takie rozwiązanie jest bardzo wrażliwe na zmiany konfiguracji sieci i jest stanowczo niezalecane.

**Zabezpieczenie zerowoprądowe  $I_0 >$**  może być stosowane w linii wchodzącej w skład sieci o izolowanym punkcie neutralnym, jeśli udział tej linii w pojemnościowym prądzie zwarcia doziemnego sieci nie przekracza wartości  $0,3 \div 0,4$ . W sieci skompensowanej, z automatyką AWSC lub bez niej, zabezpieczenie to może być zastosowane wyjątkowo, jeśli spełniony będzie warunek czułości. W przeciętnych warunkach jest to możliwe tylko w bardzo krótkich liniach i przy przekompensowaniu sieci co najmniej o 10%.

**Zabezpieczenie konduktancyjne  $G_0$**  > bezkierunkowe ma wyraźnie określony i szeroki zakres stosowania. Jego nastawa zależy tylko od rodzaju użytego filtra składowej zerowej prądu, a nie zależy od parametrów linii. Nie reaguje na zamianę zacisków w obwodach wejściowych składowych zerowych, czyli nie wymaga fazowania. Zabezpieczenie to można zalecić do każdej sieci o p.n. uziemionym przez dławik z automatyką AWSC lub uziemionym przez rezystor, również do sieci o słabo rozpoznanych lub zmiennych prądach pojemnościowych. Dla sieci skompensowanych z AWSC jest to najlepsze i najpewniejsze kryterium.

Zastosowanie kryterium  $G_0$  > kierunkowego jest bardzo ograniczone – tylko do sieci, w których są dwa pola potrzeb własnych w miejscach ich zasilania. W praktyce dotyczy to połączenia linią SN dwóch rozdzielni zasilanych z sieci 110 kV lub z elektrowni. W Polsce sytuacja taka występuje wyjątkowo, raczej tylko podczas przełączeń. Kryterium  $G_0$  > powinno być stosowane w liniach pracujących równolegle, co w praktyce jest incydentalne. Stosowanie go w liniach promieniowych jest możliwe i ma wówczas charakter zbliżony do kryterium kierunkowego czynnomocowego, ale należy pamiętać o konieczności fazowania obwodów wejściowych  $U_0$  i  $I_0$ .

**Kryterium admitancyjne  $Y_0$**  > ma właściwości nieco podobne do kryterium zerowoprądowego  $I_0$  >, ale niezależność mierzony admitancji od rezystancji przejścia w miejscu zwarcia umożliwia jego stosowanie w wielu szczególnych przypadkach, np. w liniach sieci skompensowanej o bardzo małym prądzie pojemnościowym, rzędu kilku amperów, z czynnym AWSC oraz w sieciach o p.n. uziemionym przez rezystor. Nastawa admitancji jest silnie uzależniona od pojemnościowego prądu ziemnozwarciowego zabezpieczanej linii. Z tego powodu są możliwe zadziałania zbędne, jeśli nastąpią zmiany w konfiguracji sieci polegające na znacznym zwiększeniu długości linii zasilanych z danego pola lub błędnie zostaną określone wartości prądu pojemnościowego. Są dwie nieco sprzeczne opinie na temat potrzeby stosowania tego zabezpieczenia w liniach sieci skompensowanych z AWSC w połączeniu z kryterium konduktancyjnym  $G_0$  > (w tablicy 4 kryterium  $Y_{G_0}$  >):

- 1) Według jednej opinii nie należy go stosować, ponieważ jest wrażliwe na zwiększenie pojemnościowego prądu ziemnozwarciowego linii i mogą wystąpić zadziałania zbędne. To zwiększenie może wynikać ze zmiany konfiguracji sieci z powodu awarii, ale i w następstwie rozbudowy. Przepływ informacji w jednostkach dystrybucyjnych nie zawsze jest wzorowy, a specjaliści od sieci nie zdają sobie czasem sprawy, że zabezpieczenia powinny być dostosowywane do ewolucji konfiguracji oraz parametrów linii, a dotyczy to zwłaszcza sieci SN.
- 2) Według drugiej – należy stosować, bo po awaryjnym lub operacyjnym wyłączeniu pola potrzeb własnych jest szansa na wyłączenie linii doziemionej, jak w sieci o izolowanym p.n.

Poza tym należy zwrócić uwagę, że zabezpieczenie admitancyjne  $Y_0$  > w sieci skompensowanej z AWSC może uzyskać warunki rozruchu (w zależności od nastawy i parametrów zabezpieczanej linii) po załączeniu układu AWSC, ale czasem już i przed załączeniem. Przy tej samej nastawie czasowej zachodzi możliwość zadziałania zabezpieczenia po różnym czasie licząc od chwili wystąpienia zwarcia. W przypadkach gdy za rozpatrywanym zabezpieczeniem występują w sieci inne zabezpieczenia, np. w tzw. zasilaczu rozdzielni sieciowej, może to grozić nieselektywnym wyłączeniem.

**Kryterium susceptancyjne kierunkowe  $B_0 >$**  może być poprawnie zastosowane tylko w sieci o izolowanym p.n. Wprowadzenie go w sieci uziemionej przez rezystor pozwalałoby na dopuszczenie pracy z wyłączonym polem potrzeb własnych.

**Kryterium admitancyjno-porównawcze  $RYY_0$**  może być stosowane tylko w sieciach, w których podczas zwarcia doziemnego do pól liniowych doprowadzona jest informacja o położeniu stycznika AWSC, ponieważ kryterium to jest oparte na dwóch pomiarach admitancji doziemnej. Należy podkreślić dwie kwestie dotyczące tego kryterium:

- 1) Zakres wykrywanych rezystancji przejścia w konkretnej sieci jest większy niż przy pozostałych kryteriach.
- 2) Dla umożliwienia jego działania w polu potrzeb własnych może być zastosowany nie tylko rezystor, ale i element bierny, np. dławik (AWSB – automatyczne wymuszanie składowej biernej prądu). W takiej sytuacji nie zmniejsza się składowa zero-wa napięcia po załączeniu AWSC, co jest niezwykle korzystne. Dlatego kryterium to jest szczególnie przydatne w liniach przebiegających przez tereny o dużej rezytywności gruntów.

W tabelicy 2 wyszczególniono również dobór zabezpieczeń dla sieci o punkcie neutralnym uziemionym przez układ równoległy dławika i rezystora. Takie rozwiązanie spotyka się w Polsce w kilku sieciach, głównie ze względu na łatwiejsze do spełnienia warunki ochrony od porażień.

**Tablica 3.** Dobór zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych w zależności od sposobu pracy punktu neutralnego sieci średniego napięcia

Rodzaj zabezpieczenia	Sposób pracy punktu neutralnego sieci średniego napięcia				
	izolowany	sieć skompensowana		uziemiony przez rezystor	uziemiony przez dławik    rezystor <sup>1</sup>
		bez AWSC	z AWSC		
$U_0 >$	+++	+++	+++	+++	+++
kierunkowe czynnomocowe	-	-	+++	+++	+++
kierunkowe biernomocowe	+++	-	-	-	-
$I_0 >$	++	+	+	+++	+++
$Y_0 >$	++	+	+	+++	+++
$G_0 >$ bezkierunkowe	-	-	+++	+++	+++
$G_0 >$ kierunkowe	-	-	+	+	+
$B_0 >$ kierunkowe	+++	-	-	-	-
$RYY_0 >$	-	-	+++ lub AWSB	-	-

1) dławik || rezystor – układ równoległy dławika i rezystora  
 Zastosowanie zabezpieczenia:  
 +++ zalecane  
 ++ na ogół możliwe, z zastrzeżeniami opisanymi w tekście  
 + możliwe tylko w wyjątkowych sytuacjach opisanych w tekście  
 - niemożliwe



Niektóre z zabezpieczeń ziemnozwarciowych mogą rezerwować inne, ale jest to dość ograniczone. Zasady rezerwowania przedstawiono w tabelicy 4. W polach liniowych mogą być wprowadzone w jednym przekaźniku dwa lub trzy kryteria o różnych właściwościach. Często zabezpieczenia rezerwowe działają na sygnał, a nie na wyłączenie. Dość szczególnie działa zabezpieczenie  $I_0 >$  w obwodzie rezystora uziemiającego, co opisano w dalszej części opracowania.

**Tabela 4.** Rezerwowanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych

Umiejscowienie zabezpieczenia podstawowego	Umiejscowienie zabezpieczenia rezerwowego zależnie od sposobu pracy punktu neutralnego sieci średniego napięcia		
	izolowany	sieć skompensowana	uziemiający przez rezystor
Pole liniowe odpływowe	Pole pomiaru napięcia $U_0 >$ (sygnalizacja)	Pole pomiaru napięcia $U_0 >$ (sygnalizacja) Pole łącznika szyn $G_0 >$ lub $Y_0 >$ (niewymagane)	Pole transf. uziemiającego (wyłączenie – opis w tekście w punkcie 8) Pole pomiaru napięcia $U_0 >$ (sygnalizacja) Pole podłużnego łącznika szyn $I_0 >$
Pole zasilające rozdzielni	–	–	Jak w poprzednim wierszu
Pole transformatora uziemiającego	–	–	Pole pomiaru napięcia $U_0 >$ (sygnalizacja)
Pole podłużnego łącznika szyn	–	–	Pole transf. uziemiającego (wyłączenie – opis w tekście w punkcie 8) Pole pomiaru napięcia $U_0 >$ (sygnalizacja)
Pole pomiaru napięcia	–	Pole tr. uziemiającego $I_L >$ (prąd dławika – sygnalizacja)	Pole transformatora uziemiającego (wyłączenie – opis w tekście w punkcie 8)
Pole baterii kondensatorów	–	–	Pole transf. uziemiającego (wyłączenie – opis w tekście w punkcie 8) Pole pomiaru napięcia $U_0 >$ (sygnalizacja) Pole łącznika szyn $I_0 >$

### 4. Wielkości charakterystyczne dla zwarć doziemnych

Najczęściej spotykane zależności opisujące wielkości ziemnozwarciowe w sieciach SN o nieskutecznie uziemiającym punkcie neutralnym nie uwzględniają impedancji wzdłużnych elementów systemu elektroenergetycznego, w tym impedancji transformatora uziemiającego. Na ogół zapewniają jednak wystarczającą dokładność na potrzeby obliczania nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Problematiczna może być natomiast dokładność obliczania współczynnika czułości w sieci o p.n. uziemiającym przez rezystor o rezystancji mniejszej niż 50  $\Omega$ , co w sieci 15 kV odpowiada prądom ziemnozwarciowym większym od około 170 A. Jako znamionowy prąd ziemnozwarciowy rezystora uziemiającego rozumie się wartość prądu, jaka płynie przez niego podczas bezrezystancyjnego zwarcia doziemnego w sieci. Nie ma on związku z prądem znamionowym rezystora wynikającym z obciążalności długo-

trwalej ze względów cieplnych. Dokładność obliczeń prądów ziemnozwarciowych nie wpływa wprost na dobór nastawy, ale ma znaczenie przy sprawdzaniu czułości zabezpieczeń. Zależności, które pomijają impedancje wzdłużne, są następujące:

$$\underline{U}_0 = \underline{\beta} U_L \quad (1)$$

$$\underline{I}_{k1} = \underline{\beta} U_L C_S (d_0 - j s) \quad (2)$$

przy czym:

$U_0$  – składowa zerowa napięcia w sieci, która przy pominięciu impedancji wzdłużnych jest jednakowa w całej galwanicznie połączonej sieci,

$\beta$  – współczynnik ziemnozwarciowy, który podczas zwarć bezrezystancyjnych przyjmuje wartość 1 i zmniejsza się ze wzrostem rezystancji przejścia do ziemi w miejscu zwarcia  $R_F$ ,

$U_L$  – napięcie fazowe w warunkach roboczych, dla uproszczenia przyjmowane jako napięcie w warunkach znamionowych, np.  $15/\sqrt{3}$  kV bądź  $20/\sqrt{3}$  kV,

$I_{k1}$  – prąd w miejscu zwarcia doziemnego,

$C_S$  – zastępcza pojemność doziemna sieci,

$d_0$  – współczynnik tłumienia sieci,

$s$  – współczynnik rozstrojenia kompensacji ziemnozwarciowej.

Współczynnik ziemnozwarciowy sieci  $\beta$  określony jest zależnością:

$$\underline{\beta} = \frac{1}{1 + R_F \omega C_S (d_0 - j s)} \quad (3)$$

w której:

$R_F$  – rezystancja przejścia w miejscu zwarcia,

$\omega$  – pulsacja w warunkach roboczych utożsamiana z pulsacją znamionową.

Współczynnik rozstrojenia kompensacji ziemnozwarciowej  $s$  oblicza się jako:

$$s = \frac{1}{\omega^2 C_S L} - 1 \quad (4)$$

lub w uproszczeniu

$$s = \frac{I_L - I_{CS}}{I_{CS}} \quad (5)$$

przy czym:

$L$  – indukcyjność dławika kompensacyjnego,

$I_L$  – składowa bierna prądu dławika kompensacyjnego, w przybliżeniu równa prądowi przy pracy na wybranym zaczepie,

$I_{CS}$  – pojemnościowy prąd zwarcia doziemnego sieci.

Współczynnik rozstrojenia  $s$ , zdefiniowany zależnościami (4) i (5), ma wartość dodatnią w sieci przekompensovanej, a ujemną – w sieci niedokompensovanej. W sieciach bez dławika (sieci z p.n. izolowanym lub uziemionym tylko przez rezy-

stor) współczynnik rozstrojenia  $s = -1$ . Można spotkać w literaturze inną definicję współczynnika rozstrojenia, skutkującą odwrotnym znakiem jego wartości, i inne oznaczenie literowe:  $v = (I_{CS} - I_L)/I_{CS}$ .

Ponieważ różnie interpretuje się też pojemność sieci  $C_S$ , wypada podkreślić, że w tym opracowaniu jest to pojemność zastępcza będąca sumą pojemności doziemnych poszczególnych faz. W związku z tym pojemnościowy prąd ziemnozwarciowy sieci wyznacza się ze wzoru:

$$I_{CS} = \omega C_S U_L \quad (6a)$$

lub

$$\omega C_S = \frac{I_{CS}}{U_L} \quad (6b)$$

Współczynnik tłumienia sieci  $d_0$  oblicza się ze wzoru:

$$d_0 = \frac{G_S + G_L + \frac{1}{R_N}}{\omega C_S} \quad (7)$$

w którym:

$R_N$  – rezystancja uziemiająca w punkcie neutralnym sieci,

$G_L$  – konduktancja doziemna dławika,

$G_S$  – konduktancja doziemna sieci, którą można przyjmować w granicach  $(0,02 \div 0,04)$  susceptancji sieci  $B_S$ , obliczanej na podstawie zależności:

$$B_S = \omega C_S \quad (8)$$

Na ogół z wystarczającą dokładnością można korzystać z uproszczonych wzorów:

$$d_0 = \frac{1}{R_N \omega C_S} \quad (9a)$$

lub

$$d_0 = \frac{I_R}{I_{CS}} \quad (9b)$$

przy czym:

$I_R$  – prąd czynny w punkcie neutralnym sieci podczas zwarcia bezrezystancyjnego.

Dla sieci skompensowanych jako  $I_R$  należy przyjmować wartość prądu wymuszonego po stronie pierwotnej przez układ AWSC, na ogół  $15 \div 25$  A (wyjątkowo do 40 A), a dla sieci o p.n. uziemionym przez rezystor – jego znamionowy prąd ziemnozwarciowy. Na podstawie (2) prąd zwarcia doziemnego można przedstawić w postaci:

$$I_{k1} = \beta I_{CS} \sqrt{d_0^2 + s^2} \quad (10)$$

Przez zabezpieczenie zainstalowane na początku linii, w której wystąpiło zwarcie doziemne, przy pominięciu asymetrii pojemności i upływności doziemnych, płynie prąd o wartości:

$$\underline{I}_L = \underline{\beta} I_{CS} [(d_0 - d_{0L}) - j(s + a)] \quad (11)$$

przy czym

$d_{0L}$  – upływność linii doziemnej, którą ze względu na  $d_{0L} \ll d_0$  można pominąć, wobec czego:

$$I_L = \beta I_{CS} \sqrt{d_0^2 + (s + a)^2} \quad (12a)$$

gdzie  $a$  jest względnym udziałem pojemnościowego prądu zwarcia doziemnego danej linii  $I_{CL}$  w prądzie pojemnościowym zwarcia sieci  $I_{CS}$ :

$$a = \frac{I_{CL}}{I_{CS}} \quad (12b)$$

W linii nieuszkodzonej podczas zwarcia doziemnego w sieci płynie prąd:

$$\underline{I}_L = \underline{\beta} a I_{CS} \quad (13)$$

lub

$$I_L = \beta I_{CL} \quad (14)$$

Jako pojemnościowy prąd ziemnozwarciowy sieci  $I_{CS}$  należy przyjmować prąd całej galwanicznie połączonej sieci, a jako pojemnościowy prąd linii – odcinka za jej zabezpieczeniem. Podkreśla się to, ponieważ zdarzają się nieporozumienia przy doborze nastaw zabezpieczeń linii w rozdzielniach sieciowych (RS). Jako pojemnościowy prąd ziemnozwarciowy sieci należy tam przyjmować prąd ziemnozwarciowy całej sieci zasilanej z rozdzielni głównej, a nie – tylko jej części zasilanej z RS.

Prąd nastawczy zabezpieczeń ziemnozwarciowych zerowoprądowych powinien być większy od prądu określonego wyrażeniami (13) i (14) przy  $\beta = 1$ , z zapasem na błędy pomiarowe i inne czynniki. Zarazem powinien on być mniejszy od wartości wyrażonych wzorami (10) i (11) przy możliwie małym współczynniku ziemnozwarciowym  $\beta$  (mniejszym niż 0,5), aby uzyskać odpowiednią czułość.

Admitancja mierzona podczas zwarcia doziemnego w linii uszkodzonej, bez uwzględnienia asymetrii doziemnej, jest określona wzorem:

$$\underline{Y}_0 = \omega C_S [d_0 - j(s + a)] \quad (15a)$$

lub

$$Y_0 = \omega C_S \sqrt{d_0^2 + (s + a)^2} \quad (15b)$$

a dla linii nieuszkodzonej:

$$Y_0 = \omega C_s a \quad (16)$$

Warto zwrócić uwagę, że w zależnościach dotyczących  $Y_0$  nie występuje współczynnik ziemnozwarciowy  $\beta$ , czyli wartość admitancji nie zależy od rezystancji przejścia w miejscu zwarcia.

### 5. Błędy układu zabezpieczeń wpływające na dobór nastaw

Są cztery składowe tych błędów, które powinny być uwzględnione w wartości nastawy:

- błędy filtru składowej zerowej prądu,
- błędy filtru składowej zerowej napięcia,
- błąd pomiarowy zabezpieczenia (w rozwiązaniach cyfrowych jest to błąd przekładników wejściowych i przetwornika analogowo-cyfrowego),
- asymetria doziemna sieci.

Problem (a) dotyczy pojawiania się błędu prądowego po stronie wtórnej przekładnika Ferrantiego lub układu Holmgreena. W układzie Holmgreena źródłem tych błędów są niejednakowe charakterystyki magnesowania przekładników prądowych, które go tworzą, oraz zjawisko nasycenia. W przekładniku Ferrantiego błąd ten może pochodzić od sposobu sumowania się pól magnetycznych wytwarzanych przez prądy poszczególnych faz w wyniku niesymetrycznego ich rozmieszczenia w oknie przekładnika.

Wartość błędu filtrów prądowych zależy od wielu czynników:

- jakości i jednolitości materiału użytego na rdzenie przekładników,
- wartości prądu pierwotnego i kształtu jego przebiegu, zarówno zawartości harmonicznych, jak również składowej nieokresowej,
- obciążenia strony wtórnej filtru i jego relacji do obciążenia znamionowego,
- znamionowej i rzeczywistej wartości współczynnika bezpieczeństwa przyrządów FS w przypadku przekładników pomiarowych, a współczynnika granicznego dokładności FE w przypadku przekładników zabezpieczeniowych (obydwa pojęcia są też znane pod dawną nazwą „liczba przetężeniowa”).

Liczba czynników wpływających na błąd prądowy układu Holmgreena jest tak duża, że w pewnym sensie można zjawisko to traktować jako losowe. Z praktyki wynika, że układy Holmgreena są wykonywane na rdzeniach pomiarowych lub zabezpieczeniowych. Rozróżnić można dwa stany:

- błąd prądowy występujący podczas przepływu prądów roboczych zbliżonych do prądów znamionowych przekładników prądowych tworzących filtr składowej zerowej, czyli podczas normalnej pracy linii, jak również podczas zwarc doziemnych – ten błąd będzie oznaczany  $\Delta I_{op}$ ,
- błąd prądowy występujący podczas zwarc międzyfazowych, kiedy płynące prądy są wielokrotnie większe od prądu znamionowego przekładnika.

Pierwszy stan wpływa na jakość pracy zabezpieczeń ziemnozwarciowych i wartość błędu musi być uwzględniana w nastawach zarówno zabezpieczeń zerowoprądowych, jak również zabezpieczeń admitancyjnych. Można przyjmować, że dla przekładnika Ferrantiego wynosi on 20 mA (podaje się również 10 mA) a dla układu Holmgreena – 50 mA (podaje się także 30 mA). Dla współczesnych przekładników można przyjmować wartości w nawiasach.

We wzorach związanych z nastawą admitancji i jej wielkości pochodnych spotkać się można z dwoma podejściami:

1) Przyjmuje się, że błąd pomiaru admitancji wynika z zależności:

$$\Delta Y_{0\mu} = \frac{\Delta I_{0\mu}}{U_{0nast}} \quad (17)$$

gdzie:

$\Delta I_{0\mu}$  – błąd filtru składowej zerowej prądu,

$U_{0nast}$  – nastawa członu rozruchowego zerowonapięciowego danego zabezpieczenia.

Przy takim podejściu wartość błędu zmienia się i przykładowo przy  $\Delta I_{0\mu} = 50$  mA oraz  $U_{0nast} = 20$  V błąd ma wartość 2,5 mS, a przy  $U_{0nast} = 5$  V – aż 10 mS;

2) Przyjmuje się stałą wartość błędu: przy filtrze Holmgreena  $2 \div 2,5$  mS, a Ferrantiego  $0,6 \div 0,8$  mS, ze wskazaniem na wartości mniejsze dla współczesnych przekładników, a większe – dla starszych, pochodzących mniej więcej sprzed roku 2000.

Nie zgłaszając merytorycznych zastrzeżeń do pierwszego sposobu, autor preferuje i stosuje w praktyce sposób drugi ze względu na jego prostotę.

Chociaż nie ma pewnych dowodów naukowych na zaproponowane wartości, dotychczasowa praca dużej liczby zabezpieczeń ziemnozwarciowych z nastawami o nie opartymi jest również formą dowodu. Autor spotkał się dotychczas z zaledwie trzema nie do końca wyjaśnionymi przypadkami, kiedy nastawy zabezpieczenia admitancyjnego  $Y_0 >$  trzeba było zwiększyć o  $2 \div 3$  mS w celu zapobieżenia nieselektywnym wyłączeniom w następstwie zwarć doziemnych. Nie ma pewności, że przyczyną był błąd prądowy, ale przekładniki tworzące układy Holmgreena w polach liniowych przy znamionowym prądzie wtórnym 5 A miały bardzo małą moc, mianowicie 5 VA, i pochodziły od tego samego producenta. Było podejrzenie, że przy doborze nie uwzględniono rezystancji przejścia połączeń w obwodach wtórnych, którą można szacować na  $0,05 \Omega$ .

Drugi stan – pojawianie się prądu uchybowego podczas zwarć międzyfazowych – jest groźny tylko w pewnych sytuacjach. Powinien być brany pod uwagę wyłącznie w polach, w których zwłoka zabezpieczeń zerowoprądowych jest mniejsza niż zwłoka zabezpieczeń od skutków zwarć międzyfazowych, a niezachowanie selektywności zagraża zbędnymi wyłączeniami o poważnych konsekwencjach. Dotyczy to większości sieci o p.n. uziemionym przez rezystor, ale również niektórych sieci pracujących z izolowanym punktem neutralnym, szczególnie sieci o dużym pojemnościowym

prądzie zwarcia doziemnego. W takich sytuacjach podczas zwarcia międzyfazowego może pojawić się na wyjściu filtra Holmgreena lub Ferrantiego prąd o takiej wartości, że spowoduje rozruch, a następnie zadziałanie zabezpieczenia zerowoprądowego pomimo braku składowej zerowej w obwodzie pierwotnym. Sytuacja wygląda trochę inaczej w polach liniowych niż w polu zasilającym (obwodu SN transformatora mocy 110 kV/SN) i w polu podłużnego łącznika szyn, gdzie zawsze grozi to wyłączeniem co najmniej całej sekcji. W polach liniowych szkody spowodowane zadziałaniem niewłaściwego zabezpieczenia zależą od układu sieci SN, a trzeba zwrócić uwagę na ten problem m.in. w liniach zasilających rozdzielnie sieciowe (RS). Zabezpieczenia o rozruchu zerowonapięciowym, czyli zabezpieczenia z grupy admitancyjnych i kierunkowych, są praktycznie niewrażliwe na to zjawisko, co jest kolejną ich zaletą.

Są rozmaite poglądy co do wartości tego błędu i dopuszczalności pomijania go. Autor proponuje, aby w polach, w których zadziałanie zabezpieczenia zerowoprądowego przed zadziałaniem zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego jest niewskazane, przyjąć warunek:

- dla układu Holmgreena

$$I_{0nast} \geq 300 \div 500 \text{ mA} \quad (18a)$$

- dla układu Ferrantiego:

$$I_{0nast} \geq 100 \div 150 \text{ mA} \quad (18b)$$

ze wskazaniem na wartości mniejsze. Jednakże w polach, w których zbyt szybkie zadziałanie zabezpieczenia zerowoprądowego może mieć poważne niekorzystne konsekwencje, lepiej korzystać z wartości większych. Jeżeli pole ma zabezpieczenie cyfrowe, to wskazana jest w początkowym okresie eksploatacji analiza zapisów rejestratora zdarzeń i zakłóceń. Umożliwiają one sprawdzenie prawidłowości rozruchów zabezpieczeń podczas zwarc międzyfazowych oraz ocenę wartości składowej zerowej.

Pozostałe błędy (b, c, d), wymienione na początku niniejszego rozdziału, mają mniejsze znaczenie i we wzorach dotyczących nastaw są uwzględniane zbiorczo za pomocą współczynnika bezpieczeństwa  $k_b$ . Ta zasada w mniejszym stopniu dotyczy składowej zerowej napięcia, ponieważ jej nastawy zależą głównie od zjawiska asymetrii. Obszerne i bardzo dobre omówienie wszystkich zależności, z uwzględnieniem asymetrii, zainteresowani znajdą w książce prof. J. Lorenca [3].

## 6. Charakterystyki wybranych kryteriów identyfikacji zwarc doziemnych

Charakterystyki najczęściej stosowanych kryteriów z grupy admitancyjnych zostały przedstawione w tablicy 1. Indeks „p” oznaczono wielkości pomiarowe przekąźników, a indeksem „nast” – wielkości nastawcze.

Wspólną cechą kryteriów admitancyjnych jest to, że ich czułość nie zależy od rezystancji przejścia w miejscu zwarcia. Ograniczenie zakresu wykrywanych rezystancji przejścia zależy od nastawy członu rozruchowego zerowonapięciowego i, w pewnym zakresie, od parametrów sieci oraz urządzeń w punkcie neutralnym,

szczególnie jeśli zwiększają one składową czynną prądu ziemnozwarciowego. Natomiast działanie kryterium zerowoprądowego jest silnie uzależnione od rezystancji przejścia w miejscu zwarcia.

Jak dla wszystkich kryteriów nadmiarowych, obowiązują oczywiste stwierdzenia dotyczące nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych:

- im mniejsza wartość nastawy, tym większa czułość, czyli wykrywa się większy zakres rezystancji przejścia, ale jednocześnie większe jest prawdopodobieństwo zadziałań zbędnych;
- im większa nastawa, tym mniejsza czułość i może się zdarzyć, że zabezpieczenie nie zadziała w żadnych warunkach, ale zarazem maleje prawdopodobieństwo zadziałań zbędnych.

## 7. Dobór nastaw zabezpieczeń w polu liniowym

### Zabezpieczenia nadprądowe zerowe

We wszelkich obliczeniach nastaw zabezpieczeń, jeśli nie podano inaczej, w rozdzielni dwusekcyjnej jako prąd pojemnościowy sieci należy przyjmować prąd sekcji, do której jest przyłączona zabezpieczana linia i w stosunku do niego obliczać udziały  $a$  poszczególnych linii. Wynika to z faktu, że przy sekcjach połączonych, gdy prąd pojemnościowy sieci jest większy, zabezpieczenia ziemnozwarciowe mają lepsze warunki działania, w tym większą czułość. Nastawa prądu  $I_{0nast}$ , niezależnie od sposobu pracy p.n., powinna spełniać zależność:

$$I_{0nast} \geq \frac{k_b \cdot I_{CL}}{k_p \cdot v_{i0}} + \Delta I_{0\mu} \quad (19)$$

w której:

- $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa o wartości 1,1÷1,2, możliwie dużej, jeśli pozwala na to czułość zabezpieczenia,
- $k_p$  – współczynnik powrotu, zależny od generacji przełącznika, około 0,85 dla elektromechanicznego, 0,95÷0,99 dla statycznego analogowego i cyfrowego; niektórzy producenci celowo zmniejszają współczynnik powrotu w celu ustabilizowania pracy zabezpieczenia cyfrowego,
- $v_{i0}$  – przekładnia filtra składowej zerowej prądu,
- $I_{CL}$  – prąd pojemnościowy zabezpieczanej linii; jeśli są możliwe zmiany konfiguracji sieci w stanach awaryjnych, to należy brać za podstawę największą spodziewaną wartość prądu zwłaszcza dla linii zasilającej jedną z sekcji dwusekcyjnej rozdzielni sieciowej (RS) wyposażonej w automatykę SZR,
- $\Delta I_{0\mu}$  – prąd uchybowy w obwodach filtra składowej zerowej prądu; zaleca się przyjmować 30÷50 mA dla układu Holmgreena, a 10÷20 mA dla przekładnika Ferrantiego.

Natomiast sprawdzenie czułości w sieci o izolowanym punkcie neutralnym dokonuje się według wzoru:



$$I_{0nast} \leq \frac{0,5 \cdot I_{CS}(1-a) - \Delta I_{0\mu}}{k_c} \quad (20a)$$

lub

$$I_{0nast} \leq \frac{0,5 \cdot (I_{CS} - I_{CL}) - \Delta I_{0\mu}}{k_c} \quad (20b)$$

w których:

$I_{CS}$  – prąd pojemnościowy sieci, w której pracuje zabezpieczana linia,

$a$  – udział zabezpieczanej linii w pojemnościowym prądzie ziemnozwarciowym sieci,

$k_c$  – współczynnik czułości, który należy przyjmować za równy 1,2.

Można również obliczyć współczynnik czułości według zależności:

$$k_c = \frac{I_{CS} - I_{CL} - I_{0\mu}}{I_{0nast}} \quad (21)$$

i ocenić zakres działania zabezpieczenia. Przy współczynniku czułości  $k_c < 1$  zabezpieczenie nie ma szans na działanie podczas żadnych zwarcć doziemnych w linii, przy współczynniku  $k_c$  w granicach od 1 do 2 może zadziałać podczas zwarcć o bardzo małej rezystancji przejścia, natomiast dopiero powyżej 2 może działać podczas dużej części zwarcć doziemnych (o współczynniku  $\beta$  mniejszym od 0,5).

Sprawdzenie czułości w sieci o p.n. uziemionym przez rezystor dokonuje się według zależności:

$$I_{0nast} \leq \frac{0,5 I_{CS} \sqrt{d_0^2 + (a-1)^2}}{k_c} - I_{0\mu} \quad (22)$$

w której należy przyjąć współczynnik czułości  $k_c = 1,2$  lub z zależności:

$$k_c = \frac{I_{CS} \sqrt{d_0^2 + (a-1)^2}}{I_{0nast}} - \Delta I_{0\mu} \quad (23a)$$

Wartość  $k_c$  uzyskana z (23) podlega podobnej ocenie jak w sieci o izolowanym punkcie neutralnym. Autor nie widzi uzasadnienia dla stosowania w polach liniowych dwóch stopni tego zabezpieczenia z różnymi nastawami prądowymi i czasowymi, chociaż nie powoduje to błędnego działania. Trudno mówić tutaj o wzajemnym rezerwowaniu, ponieważ obecnie obydwa stopnie są konstrukcyjnie powiązane w jednym urządzeniu.

Dla innych przypadków (np. sieci skompensowanej czy o p.n. uziemionym układem równoległym dławika z rezystorem) ocenę czułości najlepiej przeprowadzać według wzoru:

$$k_c = \frac{I_{CS} \sqrt{d_0^2 + (a+s)^2}}{v_{i0}} - \Delta I_{0\mu} \quad (23b)$$

$$I_{0nast}$$

### Zabezpieczenia konduktancyjne

Zabezpieczenie konduktancyjne  $G_{0>}$  może być stosowane w sieci skompensowanej z AWSC lub sieci o p.n. uziemionym przez rezystor. Może być stosowane również przy uziemieniu układem równoległym lub dorywczym uziemianiem przez rezystor. Nastawa wynika z uchybów filtrów składowych zerowych prądu i powinna spełniać zależność:

$$G_{0nast} \geq k_b \Delta Y_{0\mu} \quad (24)$$

w której:

$\Delta Y_{0\mu}$  – admitancja uchybowa, którą można przyjąć za  $2 \div 2,5$  mS dla układu Holmgreena oraz  $0,6 \div 0,8$  mS dla przekładnika Ferrantiego,

$k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa o wartości  $1,2 \div 2,0$ .

Dla sieci skompensowanych lepiej stosować współczynnik bezpieczeństwa rzędu 1,2, a dla sieci o p.n. uziemionym przez rezystor nawet 2,0, ponieważ z doświadczenia wiadomo, że jest tutaj znaczny zapas czułości. Stąd nastawa dla sieci skompensowanych powinna wynosić dla układu Holmgreena w granicach  $2,5 \div 3,0$  mS, a dla przekładnika Ferrantiego  $0,75 \div 1,0$  mS.

Dруга zależność dotyczy sprawdzenia czułości i ma następującą postać:

$$G_{0nast} \leq \frac{1000 I_{CS} d_0}{U_{0max} v_{i0} k_c} \quad [ms] \quad (25a)$$

lub

$$G_{0nast} \leq \frac{1000 I_{cz}}{U_{0max} v_{i0} k_c} \quad [ms] \quad (25b)$$

przy czym:

$d_0$  – współczynnik tłumienia sieci obliczony dla sieci skompensowanej przy uwzględnieniu prądu AWSC (można dodać upływność własną sieci w granicach  $0,03 \div 0,05$ ), a w sieci z p.n. uziemionym przez rezystor – jego znamionowego prądu ziemnozwarciowego,

$I_{cz}$  – przeliczony na stronę pierwotną znamionowy prąd ziemnozwarciowy rezystora uziemiającego lub rezystora układu AWSC – stosownie do sposobu uziemienia punktu neutralnego,

$U_{0max}$  – największa wartość składowej zerowej napięcia po stronie wtórnej filtru, na ogół 100 V,

- $v_{i0}$  – przekładnia filtru składowej zerowej prądu,  
 $k_c$  – współczynnik czułości, o zalecanej wartości co najmniej 2,0.

Z doświadczeń wynika, że w sieciach o p.n. uziemionym przez rezystor oraz skompensowanych z AWSC wymuszającym prąd rzędu 20 A nie ma problemu ze spełnieniem tego warunku.

### Zabezpieczenia admitancyjne

Niezależnie od sposobu pracy punktu neutralnego nastawę dobiera się według zależności:

$$Y_{0\text{nast}} \geq \frac{k_b I_{\text{CS}} a}{U_{0\text{max}} v_{i0}} + \Delta Y_{0\mu} \quad (26a)$$

lub

$$Y_{0\text{nast}} \geq \frac{k_b I_{\text{CL}}}{U_{0\text{max}} v_{i0}} + \Delta Y_{0\mu} \quad (26b)$$

w której:

- $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa o zalecanej wartości 1,2,  
 $I_{\text{CL}}$  – prąd pojemnościowy zabezpieczanej linii,  
 $U_{0\text{max}}$  – największa wartość napięcia po stronie wtórnej filtru składowej zerowej napięcia (na ogół 100 V).

Czułość zabezpieczenia można sprawdzać według zależności:

$$Y_{0\text{nast}} < \frac{I_{\text{CS}} \sqrt{d_0^2 + (s+a)^2}}{U_{0\text{max}} v_{i0} k_c} \quad (27)$$

w której należy przyjmować wartość współczynnika czułości  $k_c = 2$ .

W przeciętnych warunkach zabezpieczenie to może działać poprawnie w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym lub uziemionym przez rezystor (także przez układ równoległy z dławikiem), natomiast w sieciach skompensowanych bez AWSC tylko w przypadkach, gdy wyniki uzyskane z zależności (26) i (27) nie są sprzeczne. W praktyce szanse działania zabezpieczenie uzyskuje przy przekompensowaniu lub niedokompensowaniu sieci co najmniej o 20÷30% i to w liniach o małym udziale  $a$  w prądzie pojemnościowym sieci. Zachodzi jednak wątpliwość, czy taką sieć można nazywać skompensowaną. W sieciach skompensowanych o prawidłowym rozstrojeniu  $s$  (w granicach 5÷20%) i to z AWSC w pewnych sytuacjach zabezpieczenie admitancyjne także może mieć warunki do działania.

### Zabezpieczenia susceptancyjne

Nastawę  $B_{0\text{nast}}$  dobiera się następująco:

$$B_{0\text{nast}} \geq k_b \Delta Y_{0\mu} \quad (28)$$

z zasadami doboru  $\Delta Y_{0\mu}$  jak dla zabezpieczenia konduktancyjnego.

Współczynnik czułości obliczony według zależności:

$$k_c = \frac{\frac{I_{CS} - I_{CL}}{v_{i0}} - \Delta I_{0\mu}}{U_{0max} B_{0nast}} \quad (29)$$

powinien spełniać warunek  $k_c > 2$ .

Zabezpieczenie to ma cechy zabezpieczenia kierunkowego i należy zadbać o właściwe fazowanie obwodów wejściowych z filtrów składowych zerowych prądu i napięcia.

### Zabezpieczenia porównawczo-admitancyjne

Te zabezpieczenia są oferowane tylko przez dwie polskie firmy: Relpol (CZIP) oraz Computers&Control (UTX). Kryterium jest oparte na pomiarze modułu różnicy fazorów admitancji linii przed załączeniem i po załączeniu urządzeń wymuszających, stąd do zabezpieczenia musi być doprowadzony sygnał stanu łącznika w obwodzie AWSC. Nastawa różnicy admitancji  $\Delta YY_{0nast}$  musi być większa od wartości uchybowych jak we wzorze (28), a jednocześnie musi być spełniony warunek czułości:

$$\Delta YY_{0nast} < \frac{I_{wym}}{v_{i0} U_{0max} k_c} \quad (30)$$

Kryterium bardzo dobrze działa przy zastosowaniu wymuszania o charakterze biernym, a nie czynnym. W porównywalnych warunkach wykrywa zwracia o rezystancji przejścia o 50% większej niż zabezpieczenia wykorzystujące inne kryteria z grupy admitancyjnych.

### Zabezpieczenia kierunkowe

Zabezpieczenia oparte na kryterium kierunkowym są jeszcze stosowane w starszych konstrukcjach krajowych i niektórych współczesnych zagranicznych. Nastawę prądową w takich sytuacjach należy dobierać według zależności:

$$I_{0nast} \geq k_b \Delta I_{0\mu} \quad (31)$$

przy czym:

$k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa na poziomie 1,5÷2,5.

### Napięciowy próg rozruchowy zabezpieczeń ziemnozwarciowych

Zabezpieczenia admitancyjne, konduktancyjne, susceptancyjne i kierunkowe mają napięciowy próg rozruchowy. Należy go tak dobrać, aby nie następowały błędne rozruchy w stanach naturalnej asymetrii pojemności doziemnych sieci. Przy tym zabezpieczeniu ocena napięcia asymetrii jest bardzo istotna, ponieważ zmniejszenie nastawy znacząco zwiększa zakres wykrywanych rezystancji przejścia zabezpieczeń

admitancyjnych, ale i zabezpieczenia w polu pomiarowym działającego na sygnalizację. Asymetria napięciowa zależy od wielu czynników, ale najwyraźniej jest widoczna w sieciach skompensowanych i silnie zależy od współczynnika rozstrojenia kompensacji  $s$ . Pokazuje to przybliżony wzór:

$$U_{ns} = \frac{U_{ns0}}{|d_0 + js|} \quad (32)$$

gdzie:

$U_{ns0}$  – źródłowe napięcie asymetrii, które można zmierzyć w sieci, przechodząc na pracę z izolowanym punktem neutralnym, czyli wyłączając pole transformatora uzemiającego,

$U_{ns}$  – napięcie asymetrii mierzone na zaciskach układu otwartego trójkąta przeładników napięciowych.

Proponuje się przyjmować następujące wartości nastawy  $U_{0nast}$ , przy czym większe zawsze dotyczą sieci napowietrznych albo sieci mieszanych o dużym udziale linii napowietrznych:

- 1) w sieciach o izolowanym punkcie neutralnym:  $10 \div 20$  V;
- 2) w sieciach o punkcie neutralnym uzziemionym przez rezystor:  $5 \div 10$  V, a w indywidualnych przypadkach dla symetrycznych sieci napowietrznych przebiegających po gruntach o dużej rezystywności, nawet tylko 3 V;
- 3) w sieciach skompensowanych:  $15 \div 25$  V, ale często możliwa jest również nastawa 10 V.

Jeśli dobiera się tę nastawę do istniejącej sieci, warto zmierzyć napięcie asymetrii  $U_{ns}$ . W sieci skompensowanej można zarejestrować krzywą rezonansową, czyli zależność  $U_{ns}$  w funkcji prądu dławika. Z punktu widzenia czułości zabezpieczeń korzystne są mniejsze wartości nastawy. Mniejsze wartości należy stosować również wtedy, gdy linia napowietrzna przebiega przez tereny o dużej rezystywności gruntu. Należy pamiętać, aby w sieciach skompensowanych tę nastawę skorelować z nastawą rozruchową AWSC.

### Nastawy czasowe zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych

Dobierając nastawy czasowe zabezpieczeń ziemnozwarciowych trzeba kierować się kilkoma względami. Najbardziej istotne są normy i przepisy ochrony od porażen [1, 8] oraz wynikające z nich dopuszczalne wartości napięcia zakłóceniewego  $U_f$  bądź napięcia dotykowego rażeniowego  $U_T$  w stacjach SN/nn, w sieci SN oraz w sieci nn podczas zwarć doziemnych po stronie SN stacji. Norma [2] formułuje ostre wymagania dla słupów linii napowietrznych, a silny jest związek pomiędzy wartością prądu zwarcia doziemnego a zalecaną nastawą czasową zabezpieczeń ziemnozwarciowych.

W sieciach kablowych o p.n. uzziemionym przez rezystor nie ma specjalnych ograniczeń czasowych i można zalecić nastawy z zakresu  $0,3 \div 1,0$  s. W sieciach napowietrzno-kablowych i napowietrznych zaleca się jak najmniejsze nastawy czasowe, ale dla uniknięcia wyłączeń od stanów przejściowych lepiej nie stosować nastaw

z zakresu 0,05 do 0,15 s. Nastawy na poziomie  $0,2 \div 0,3$  s są jak najbardziej wskazane. W sieciach o izolowanym p.n. nastawy czasowe podlegają takim regułom jak w sieci z rezystorem, ale dodatkowo nakłada się tutaj zjawisko znacznego prawdopodobieństwa występowania zwarć wielokrotnych.

W sieciach skompensowanych zagrożenie porażeniowe jest najmniejsze dzięki małej wartości prądu ziemnozwarciowego, stąd zwłoka zabezpieczeń może być większa, zwłaszcza przy współpracy z AWSC. Automatyka ta ma zwłokę z zakresu  $1 \div 3$  s dającą szansę samoczynnego zgaszenia zwarcia przez dławik. W związku ze specyfiką działania AWSC dla zabezpieczeń konduktancyjnych i kierunkowych powinna być spełniona zależność:

$$t_{\text{wym}} \geq 2t_E + t_{\text{pSPZ}} + 0,5 \quad [\text{s}] \quad (33)$$

w której:

$t_{\text{wym}}$  – czas trwania wymuszenia prądu w cyklu AWSC,

$t_{\text{pSPZ}}$  – czas przerwy beznapięciowej cyklu SPZ w polu liniowym, a ściślej jego nastawa w cyklu SPZ, a nie czas rzeczywisty,

$t_E$  – największa zwłoka zabezpieczenia ziemnozwarciowego w polach liniowych.

Wartość 0,5 s uwzględnia sumę przeciętnego czasu własnego wyłącznika oraz uchybu czasowego zabezpieczeń i automatyki SPZ.

Pewne problemy mogą się pojawić w liniach zasilających rozdzielnie sieciowe RS. Tam należy zachować stopniowanie nastaw. Zwłoka powinna wzrastać w kierunku źródła składowej zerowej prądu, a w sieciach o p.n. uziemionym przez rezystor i w sieciach skompensowanych z AWSC źródłem tym jest transformator uziemiający, a nie transformator mocy.

## 8. Dobór nastaw zabezpieczeń w polu podłużnego łącznika szyn (łącznika sekcyjnego)

Zabezpieczenia ziemnozwarciowe w polu podłużnego łącznika szyn stanowią rezerwę zabezpieczeń w polach liniowych, jeśli ten łącznik jest zamknięty i sekcje są połączone. Dobór kryteriów ich działania przeprowadza się w zależności od sposobu pracy punktu neutralnego. Bezwzględna potrzeba stosowania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w tym polu występuje tylko w sieciach o p.n. uziemionym przez rezystor lub układ równoległy dławika z rezystorem i tego przypadku dotyczą poniższe wskazówki.

Jeżeli przewiduje się, że jeden transformator mocy 110 kV/SN może zasiląć połączone sekcje szyn zbiorczych, z załączonymi obydwooma polami potrzeb własnych, a rezystory mają zbliżone parametry, to nie da się uzyskać selektywności zabezpieczeń przez nastawę prądową lub admitancyjną. Nastawa zabezpieczenia zerowoprądowego może być dobierana wówczas według zależności:

$$I_{0\text{nast}} \geq k_b \Delta I_{0\mu} \quad (34)$$

w której:  $\Delta I_{0\mu}$  – błąd filtru składowej zerowej prądu.

Przy doborze nastawy zabezpieczenia zerowoprądowego w polu łącznika szyn nie analizuje się wartości prądów ziemnozwarciowych wnoszonych przez poszczególne sekcje. Zatem może ono pobudzać się podczas zwarć doziemnych w różnych liniach zasilanych z danej stacji (niezależnie od ich przynależności do sekcji), ale właściwa zwłoka powinna pozwolić na selektywne działanie.

Może się zdarzyć, że podłużny łącznik szyn otworzy się niepotrzebnie w sytuacji, kiedy nie zadziała zabezpieczenie uszkodzonej linii w sekcji zasilanej bezpośrednio z transformatora. Będzie to zadziaływanie nieselektywne, które jednak nie spowoduje wielkich szkód, jeśli – z racji braku zadziaływania zabezpieczenia podstawowego w polu uszkodzonej linii – i tak rozdzielnia zostanie pozbawiona napięcia wskutek otwarcia wyłącznika w polu SN transformatora mocy 110 kV/SN pobudzonego przez zabezpieczenie zerowoprądowe w polu potrzeb własnych. Rozwiązaniem korzystniejszym mogą się okazać nowsze rozwiązania, które polegają na wyłączaniu w takiej sytuacji pola transformatora uziemiającego lub samego rezystora uziemiającego.

Jeśli przewiduje się, że zwłoka zabezpieczenia zerowoprądowego może być mniejsza niż zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych w tymże polu, to należy wziąć pod uwagę zalecenia podane w punkcie 6 dotyczące błędów prądowych filtrów składowych zerowych prądu.

Dla pól, w których nie jest wskazane zadziaływanie zabezpieczenia zerowoprądowego przed zabezpieczeniem od skutków zwarć międzyfazowych, można przyjąć następujące nastawy przy współpracy :

- z układem Holmgreena

$$I_{0nast} \geq 300 \div 500 \text{ mA} \quad (35a)$$

- z przekładnikiem Ferrantiego:

$$I_{0nast} \geq 100 \div 150 \text{ mA} \quad (35b)$$

ale raczej ze wskazaniem na wartości większe.

Nastawę zabezpieczenia admitancyjnego można dobrać ze wzoru

$$Y_{0nast} \geq k_b \Delta Y_{0\mu} \quad (36)$$

w którym:

$k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (2,5÷3,0),

$\Delta Y_{0\mu}$  – błąd admitancyjny filtra składowej zerowej.

W sieci skompensowanej z układem AWSC w polu podłużnego łącznika szyn można umieścić tylko zabezpieczenie konduktancyjne nastawiane według wzoru (24).

Zwłoka wszelkich zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polu podłużnego łącznika szyn powinna być co najmniej o 0,5 s większa od największej nastawy w polach liniowych obu sekcji.

Jeżeli nie przewiduje się pracy równoległej dwóch pól potrzeb własnych na połączone sekcje rozdzielni, powinno być załączone pole potrzeb własnych sekcji zasilanej z transformatora mocy 110 kV/SN. Można wtedy zapewnić selektywność

przez odpowiednie nastawy admitancji lub prądu zerowego. We wzorach (19) i (26) należy jako prąd pojemnościowy wstawić prąd sekcji bez załączonego pola potrzeb własnych. Natomiast czułość zabezpieczenia należy wówczas sprawdzić przyjmując prąd pojemnościowy całej sieci przy połączonych sekcjach.

## 9. Dobór nastaw zabezpieczeń i automatyki AWSC w polu transformatora uziemiającego (w polu transformatora potrzeb własnych)

Spotykane przez autora błędy w nastawach zabezpieczeń od skutków zwarcć międzyfazowych oraz automatyki w polu potrzeb własnych rozdzielni SN zagrażają poprawnemu działaniu zabezpieczeń ziemnozwarciowych w innych polach rozdzielni i dlatego trzeba rozumieć współzależność działania różnych zabezpieczeń.

Prąd nastawczy zabezpieczenia zwarciego zwłocznego od skutków zwarcć międzyfazowych powinien spełniać warunek:

$$I_{\text{nast}} \geq \frac{k_b I_n}{k_p v_i} \quad (37)$$

w którym:

$I_n$  – prąd znamionowy transformatora uziemiającego,

$k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa o wartości 1,2.

W sieci o izolowanym punkcie neutralnym transformator uziemiający jest obciążony wyłącznie mocą potrzeb własnych, a zatem do obliczeń należy przyjmować prąd znamionowy transformatora dobranego na podstawie bilansu mocy potrzeb własnych.

W sieci o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor czas trwania zwarcia doziemnego jest bardzo krótki i przy doborze prądu znamionowego nie ma potrzeby uwzględniania obciążenia transformatora prądem ziemnozwarciowym.

W sieci skompensowanej może dochodzić nawet do kilkugodzinnej pracy dławika, jeżeli zabezpieczenie nadprądowe nie jest blokowane przez składową zerową prądu (blokada  $I > I_0$ ). Jako prąd znamionowy  $I_n$  należy wówczas przyjąć wartość wynikającą z mocy znamionowej uzwojenia pierwotnego transformatora lub z sumy mocy potrzeb własnych i mocy kompensacji. W warunkach polskich jest to możliwość hipotetyczna, bo dąży się do wyłączania zwarcć doziemnych. Jednakże zabezpieczenia ziemnozwarciowe w sieciach skompensowanych nie są rezerwowane i nie pobudzają lokalnej rezerwy wyłącznikowej (LRW), wobec czego zwarcie może się przedłużać, chociażby w razie uszkodzenia zabezpieczenia w polu liniowym.

Jeżeli wprowadzono blokadę  $I > I_0$ , to we wzorze (37) należy przyjąć prąd wynikający z mocy znamionowej transformatora dobranego do pokrycia tylko zapotrzebowania mocy na potrzeby własne (najczęściej 100 kVA, ewentualnie 315 kVA).

Druga zależność, jaką powinna spełniać omawiana nastawa, jest następująca:

$$I_{\text{nast}} \leq \frac{I_{\text{kminpw}}}{k_c v_i} \quad (38)$$



a w niej:

$I_{kminpw}$  – najmniejszy prąd zwarcia za transformatorem uzemiającym sprowadzony do strony pierwotnej,

$k_c$  – współczynnik czułości, który należy przyjmować równy co najmniej  $1,5 \div 2,0$ .

Obliczając najmniejszy prąd zwarcia za transformatorem uzemiającym  $I_{zminpw}$  należy we wzorze na jego reaktancję przyjąć moc znamionową potrzeb własnych. To ta moc jest transformowana na stronę wtórną i ona determinuje parametry zwarciove transformatora. Jeśli nastawę (38) obliczy się błędnie dla sumy mocy kompensacji i mocy potrzeb własnych, to mogą być problemy ze spełnieniem warunku czułości.

W przypadku sieci skompensowanej i sieci o p.n. uzimionym przez rezystor należy pamiętać o konieczności blokady zabezpieczenia nadprądowego od rozruchu zabezpieczenia zerowoprądowego. Brak jej w sieci skompensowanej może prowadzić do wyłączenia pola potrzeb własnych podczas zwarcia doziemnego i przejścia na tryb pracy z izolowanym punktem neutralnym. W sieciach o p.n. uzimionym przez rezystor brak blokady nie jest tak groźny ze względu na szybkie wyłączenie zwarc doziemnych (w liniach  $0,2 \div 0,4$  s, czasem do 1 s), ale również należy zapobiegać możliwości wyłączenia pola potrzeb własnych podczas zwarc doziemnych.

Zwłoka zabezpieczenia zwarciovego zwłocznego od skutków zwarc międzyfazowych w polu potrzeb własnych powinna zawierać się w granicach od 0,5 do 1,5 s. W rozdzielniach dwusekcyjnych powinna być ona co najmniej o 0,5 s mniejsza niż zwłoka analogicznego zabezpieczenia w polu podłużnego łącznika szyn.

Zabezpieczenie zwarciove transformatora uzemiającego zabezpiecza go przed skutkami zwarc wewnętrznych i zwarc na wyprowadzeniach. Nastawa powinna spełniać oba poniższe warunki (39) i (40):

$$I_{nast} \geq \frac{k'_b I_{npw+k}}{k_p v_i} \quad (39)$$

$$I_{nast} \geq \frac{k''_b I_{kmax}}{k_p v_i} \quad (40)$$

a w sieci uzimionej przez rezystor ponadto warunek:

$$I_{nast} \geq \frac{k_b \left( \frac{1}{3} I_R + I_{npw} \right)}{k_p v_i} \quad (41)$$

przy czym:

$I_{npw}$  – prąd znamionowy transformatora wynikający z mocy potrzeb własnych,

$I_{npw+k}$  – prąd znamionowy transformatora wynikający z sumy mocy potrzeb własnych i mocy kompensacji,

$I_R$  – znamionowy prąd ziemnozwarciowy rezystora uzemiającego,

- $I_{kmax}$  – największy prąd zwarciový na zaciskach wtórnych transformatora uziemiającego przy uwzględnieniu tylko mocy potrzeb własnych,
- $k'_b$  – współczynnik bezpieczeństwa o wartości 4÷8, uwzględniający udar prądu magnesującego przy załączaniu transformatora w stanie jałowym,
- $k''_b$  – współczynnik bezpieczeństwa o wartości 1,3÷1,6 ze względu na selektywność z zabezpieczeniami po stronie wtórnej transformatora (bezpiecznikami i/lub wyłącznikami nn),
- $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa o wartości 1,1÷1,2.

Współczynnik bezpieczeństwa  $k'_b$  może przyjmować różne wartości. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zabezpieczenie cyfrowe i rejestrator zakłóceń, uruchamiany również przy zamykaniu wyłącznika, to można kilkakrotnie załączyć transformator uziemiający i określić parametry udaru prądu magnesującego.

Zwłoka tego zabezpieczenia nie powinna być większa niż 0,7 s, a zalecane wartości to zakres 0,1÷0,3 s. Im większa zwłoka, tym mniejszą wartość może mieć współczynnik  $k'_b$ .

Zabezpieczeń zerowoprądowych nie ma w rozdzielniach sieci o izolowanym punkcie neutralnym, ale są w innych sieciach. W sieci skompensowanej zabezpieczenie to służy tylko do sygnalizacji i ewentualnie do uruchomienia AWSC, ale nie działa na wyłączenie. Jego nastawa może być następująca:

$$I_{nast} = \frac{U_{0nast}}{U_{0max}} \cdot \frac{I_L}{v_{i0}} \quad (42)$$

gdzie:

- $U_{0nast}$  – nastawa zabezpieczenia zerowonapięciowego w polu pomiaru napięcia,
- $U_{0max}$  – największa wartość składowej zerowej napięcia po stronie wtórnej filtra składowej zerowej przy zwarciu bezrezystancyjnym (najczęściej jest to 100 V),
- $I_L$  – nastawiony prąd dławika kompensacyjnego,
- $v_{i0}$  – przekładnia przekładnika zasilającego zabezpieczenie zerowoprądowe.

W przypadku dławików o samoczynnej regulacji prądu kompensacji do wzoru (42) zamiast prądu dławika można wstawić pojemnościowy prąd ziemnozwarciowy sieci. Jednak dobór jest wówczas bardziej skomplikowany, bo w pewnych okolicznościach zmienność prądu dławika może być aż dziesięciokrotna.

W sieciach o p.n. uziemionym przez rezystor zabezpieczenie zerowoprądowe ma dwa człony, które w nowszych wykonaniach realizują bezzwłoczne i zwłoczne zadziałanie tego samego elementu nadprądowego. Pierwszy człon działa na sygnalizację, blokadę zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od skutków zwarć międzyfazowych i ewentualnie na uruchomienie automatyki SPZ rezystora. Natomiast drugi człon spełnia niezwykle ważną rolę, mianowicie stanowi on bądź może stanowić:

- zabezpieczenie rezystora uziemiającego przed skutkami przepływu prądu ziemnozwarciowego trwającego dłużej niż kilka sekund,
- zabezpieczenie rezerwowe dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach odpływowych, szczególnie w polach liniowych,

- podstawowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe szyn zbiorczych,
- podstawowe lub rezerwowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe dla pola strony SN transformatora mocy.

Ten drugi człon zabezpieczenia zerowoprądowego wykonuje jedną z następujących czynności:

- a) otwarcie wyłączników po obu stronach (czasem tylko po stronie SN) transformatora mocy zasilającego sekcję rozdzielni współpracującą z rozpatrywanym polem potrzeb własnych,
- b) wyłączenie rozpatrywanego pola potrzeb własnych, w następstwie czego sieć pracuje z izolowanym punktem neutralnym,
- c) wyłączenie samego rezystora uziemiającego, do czego są obecnie dostępne specjalne jednobiegowe wyłączniki napowietrzne.

Z doświadczeń eksploatacyjnych wynika, że konieczność wyłączenia całej sekcji rozdzielni (punkt a) jest jedną z wad sieci uziemionej przez rezystor. Wobec tego pojawiły się dwie nowe koncepcje, oznaczone wyżej jako b) i c), które jednak prowadzą do przejścia na pracę z izolowanym punktem neutralnym, co jest niekorzystne ze względu na większe przepięcia ziemnozwarciowe i wzrost zagrożenia porażeniowego w następstwie zwiększenia prądu ziemnozwarciowego. Z tych powodów takie rozwiązania mogą być preferowane tylko w sieciach, w których ciągłość zasilania odbiorców ma pierwszorzędne znaczenie.

Obydwa człony zabezpieczenia zerowoprądowego należy odstroić od prądów płynących przez rezystor w warunkach największej naturalnej asymetrii napięciowej, stąd wymaganie:

$$I_{\text{nast}} \geq k_b \beta_{\text{ns}} \frac{I_R}{v_{10}} \quad (43)$$

przy czym:

- $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa, który można przyjmować za równy 2,
- $\beta_{\text{ns}}$  – największy współczynnik ziemnozwarciowy wynikający z naturalnej asymetrii doziemnej sieci, którego wartość można przyjmować dla sieci kablowej za 0,01, a dla napowietrzno-kablowych – w granicach 0,02÷0,05,
- $I_R$  – prąd znamionowy rezystora uziemiającego.

Wartości zwłoki członów zabezpieczenia zerowoprądowego należy przyjmować następująco:

- 1) Jeśli została uruchomiona automatyka SPZ pola potrzeb własnych, to pierwszy człon należy nastawić na czas rzędu 0,1 s, a bez automatyki SPZ – może to być czas rzędu 0,5 s.
- 2) Drugi człon powinien być ustawiony na czas o 0,5 s dłuższy od najdłuższej zwłoki zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach odpływowych, polu SN transformatora mocy i polu podłużnego łącznika szyn, ale jednocześnie czas dostatecznie krótki, aby chronić rezystor przed skutkami cieplnymi prądu zwarciovego. Dla prawidłowo zbudowanych rezystorów, czas ten może być rzędu nawet 3÷5 sekund, natomiast dla rezystorów o małej obciążalności cieplnej wskazane są czasy możliwie krótkie.

Nie ma potrzeby analizowania tego czasu ze względu na ochronę od porażen w stacjach SN/nn, bo zgodnie z zapisem w normie [1] do tego celu bierze się pod uwagę czas działania zabezpieczeń podstawowych, a w tej sytuacji są nimi zabezpieczenia ziemnozwarciowe w polach liniowych.

Zdaniem autora nie należy stosować SPZ pola potrzeb własnych. Tę koncepcję wprowadzono dla rezystorów o prądzie znamionowym 500 A przy równoległej pracy pół transformatorów uziemiających w celu ograniczenia prądu ziemnozwarciowego. Lepiej stosować rezystory o prądach nieprzekraczających 250÷300 A bez tej automatyki.

Załączenie AWSC w sieci skompensowanej powinno następować po czasie 1 do 3 s od chwili powstania zwarcia, a przeciętny czas trwania wymuszania składowej czynnej nie powinien przekraczać 5 s. Może to być czas krótszy, ale należy ściśle przestrzegać zasady ujętej we wzór (33). AWSC może być załączane po pojawieniu się prądu w dławiku lub wystąpieniu składowej zerowej napięcia, najlepiej w kombinacji logicznej „or”. Zasada doboru wartości nastawczej AWSC  $U_{\text{nastAWSC}}$  jest taka sama, jak nastawy składowej zerowej napięcia dla zabezpieczeń admitancyjnych  $U_{\text{nastY}}$  w polach liniowych, ale wskazane jest zachowanie następującej relacji:

$$U_{\text{nastAWSC}} \approx 1,2 U_{\text{nastY}} \quad (44)$$

Chodzi o to, że załączenie AWSC przy zwarciu doziemnym przez znaczącą rezystancję przejścia  $R_F$  wywołuje zmniejszenie wartości składowej zerowej napięcia w sieci. Może to spowodować kilkakrotne zadziałanie automatyki AWSC bez wyłączenia zwarcia, a w końcu – ciepłe uszkodzenie rezystora układu AWSC. Ta zasada dotyczy również innych zabezpieczeń mających zerowonapięciowy człon rozruchowy, w tym zabezpieczeń kierunkowych.

Jeżeli nie otworzy się stycznik w obwodzie rezystora wymuszającego, to powinno nastąpić wyłączenie pola potrzeb własnych po czasie oczekiwania nastawionym w granicach 2÷4 sekund, przy czym krótszy czas jest wskazany dla dłuższych czasów trwania wymuszenia.

## 10. Dobór nastaw zabezpieczeń w polu baterii kondensatorów równoległych (BKR)

W sieciach uziemionych przez rezystor w polu BKR należy zastosować zabezpieczenie ziemnozwarciowe zerowoprądowe, którego zwłokę należy przyjąć z przedziału 0,1–0,5 s, a prąd nastawczy według zależności:

$$I_{\text{nast}} \geq k_b \Delta I_{0\mu} \quad (45)$$

w której:

$k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa o wartości 2,0,

$\Delta I_{0\mu}$  – objaśniono przy wzorze (19).

Zabezpieczenie to wystarczy odstroić od prądu uchybowego filtra składowej zerowej prądu, bo pomijalnie mały jest doziemny prąd pojemnościowy samej baterii i jej połączeń z szynami zbiorczymi rozdzielni.

### 11. Dobór nastaw zabezpieczeń w polu SN transformatora mocy 110 kV/SN

Zabezpieczenie zerowoprądowe w polu transformatora jest niezbędne w sieci o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor. Wprawdzie zabezpieczenie różnicowe transformatora w takiej sieci powinno reagować na zwarcia doziemne, ale może mieć za małą czułość przy zwarciach rezystancyjnych. Gdyby w polu transformatora nie było zabezpieczenia zerowoprądowego, to jego funkcję przejmowałoby zabezpieczenie  $I_{0>}$  w obwodzie rezystora, ale konsekwencje byłyby poważniejsze, bo to zabezpieczenie nie jest selektywne i reaguje tak, jak gdyby zwarcie wystąpiło na szynach zbiorczych lub w odpływie z uszkodzonym zabezpieczeniem podstawowym.

Ze względu na pomijalny doziemny prąd pojemnościowy pola transformatorowego nastawy wystarczy odstroić tylko od prądu lub admitancji uchybowej zastosowanych filtrów składowych zerowych.

Jeśli zastosowano zabezpieczenie zerowoprądowe, a jego zwłoka jest znacznie mniejsza niż zwłoka zabezpieczeń od skutków zwarć międzyfazowych, to należy wziąć pod uwagę zalecenia podane przy doborze nastaw w polu podłużnego łącznika szyn, czyli zależności (34). Ponieważ w tym polu najczęściej jest układ Holmgreena, to obowiązuje zależność (35a), z zaleceniem wartości większych z podanego zakresu. To zabezpieczenie będzie działać tylko przy małych rezystancjach przejścia, ale dokładny ich zakres wartości zależy od parametrów rezystora.

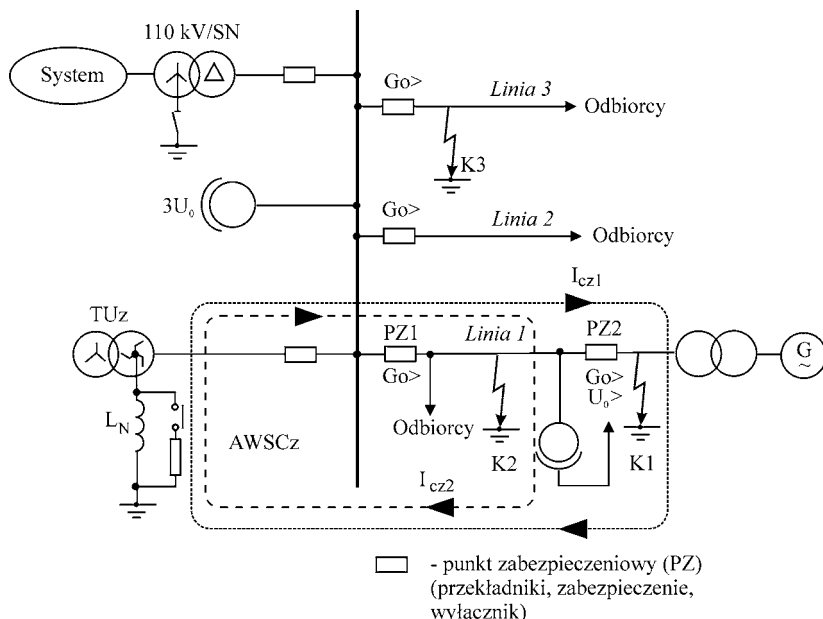
Jest druga możliwość – zastosować zwłokę większą niż zwłoka zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od skutków zwarć międzyfazowych i wówczas nastawa prądu może być znacznie mniejsza: 50 mA. Optymalnym rozwiązaniem byłoby zastosowanie zabezpieczenia zerowoprądowego dwustopniowego łączącego obydwie zasady.

### 12. Problemy związane z lokalnymi elektrowniami

Jest to dziedzina stosunkowo nowa i obciążona pewnymi nieporozumieniami. Nie ma szczególnych problemów z dużymi farmami wiatrowymi, bo mają one wydzieloną sieć SN i zwarcia doziemne w jej zasięgu nie wpływają na zasilanie innych odbiorców. Te sieci są wyłącznie kablowe i powinno być w nich stosowane uziemienie punktu neutralnego przez rezystor. W początkowym okresie niektórzy projektanci z niezrozumiałych powodów stosowali kompensację ziemnozwarciową, która w sieciach kablowych nie spełnia swojej podstawowej roli – gaszenia zwarć przemijających, natomiast powoduje większe przepięcia i niepotrzebnie komplikuje zabezpieczenia ziemnozwarciowe.

Inaczej jest ze źródłami lokalnymi o niewielkiej mocy (o różnym czynnikiem roboczym: woda, biomasa, wiatr), przyłączanymi do sieci SN, które muszą współpracować z różnymi sieciami, najczęściej z sieciami skompensowanymi, ponieważ znajdują się raczej poza terenami zurbanizowanymi. Rzadziej zdarza się, że elektrownie lokalne współpracują z sieciami o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor. Są przyłączane do linii wydzielonych – do których nie są przyłączeni odbiorcy – wchodzących bezpośrednio na szyny SN stacji elektroenergetycznych dużej mocy (GPZ

będy SE<sup>1)</sup> lub do linii wspólnych z odbiorcami. To ostatnie rozwiązanie z punktu widzenia wszelkich zabezpieczeń, również ziemnozwarciowych, jest najgorsze. Zagrożenia zostaną omówione na podstawie rys. 2.



Rys. 2. Wyjaśnienie działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieci z elektrownią lokalną

W przypadku zwarcia doziemnego w miejscu K1 zabezpieczenia działają prawidłowo – w punkcie PZ2 płynie prąd ziemnozwarciowy, również jego składowa czynna  $I_{cz1}$  i zadziała kryterium konduktancyjne  $G_0$  bądź kierunkowe czynnomocowe. Zostanie wyłączony uszkodzony odcinek pomiędzy PZ2 a generatorem G, a zasilanie odbiorców nie zostanie naruszone.

W przypadku zwarcia w miejscu K2 zabezpieczenie konduktancyjne  $G_0$  ani kierunkowe czynnomocowe w PZ2 nie zadziała, bo prąd czynny  $I_{cz2}$  w tym miejscu nie płynie. Płynie tam tylko bardzo mała składowa zerowa wynikająca z pojemności doziemnej pomiędzy K2 a transformatorem lokalnej elektrowni.

Jedynym kryterium, które w punkcie PZ2 może uzyskać warunki rozruchu, jest kryterium zerowonapięciowe  $U_0 >$ . Jednakże to kryterium będzie pobudzane również w razie zwarcia w miejscu K3, także na całej długości linii 1 i 2, czyli może inicjować zbędne wyłączanie lokalnej elektrowni. Selektywność można by uzyskać tylko przez stopniowanie nastaw czasowych, przy czym trzeba by wziąć pod uwagę zwłokę załączania AWSCz.

Można wskazać przykładowe nastawienia, przy  $\Delta t$  w granicach  $0,3 \div 0,5$  s (mniejsze wartości dla zabezpieczeń cyfrowych):

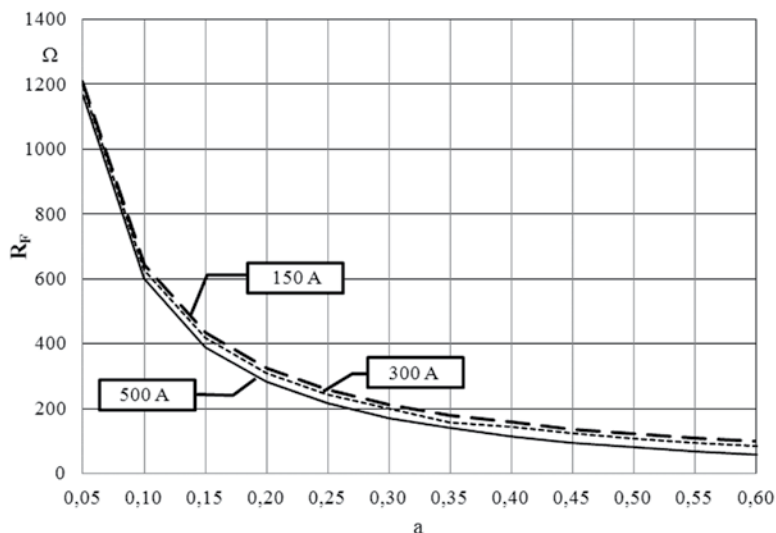
1 GPZ – główny punkt zasilający, SE – stacja elektroenergetyczna

- zabezpieczenie  $G_0 >$  w punkcie PZ2:  $t_{G_0-PZ2} = 0,5$  s
- zabezpieczenie  $G_0 >$  w punkcie PZ1:  $t_{G_0-PZ1} = t_{G_0-PZ2} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1,0$  s
- zabezpieczenie  $U_0 >$  w punkcie PZ2:  $t_{U_0-PZa} = t_{ZAWSC} + \max(t_{G_0-PZ1}, t_{L_i}) + \Delta t$

W powyższych zależnościach  $t_{ZAWSC}$  oznacza zwłokę załączenia automatyki AWSC, przeważnie w granicach 2÷3 s. Czas  $t_{L_i}$  oznacza nastawy w pozostałych liniach. Jeśli znajdują się w jednej sekcji dwie linie z lokalną elektrownią, właściwy dobór nastaw czasowych będzie utrudniony.

### 13. Zakres wykrywanych rezystancji przejścia w miejscu zwarcia

Zakres wykrywanych rezystancji przejścia to jedna z najważniejszych właściwości zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Zależy on od wielu czynników, które można analizować, ale porównywanie poszczególnych przypadków jest bardzo złożone.

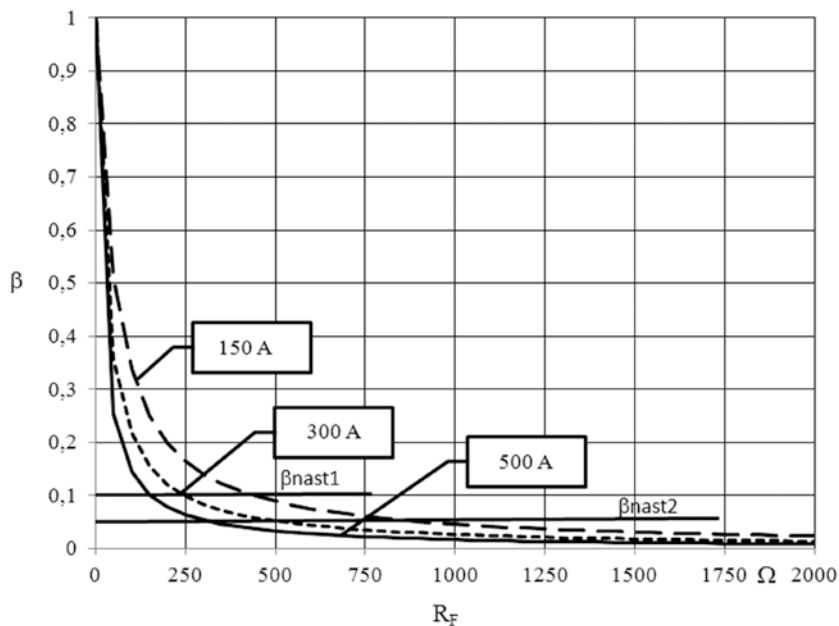


**Rys. 3.** Zależność wykrywanej rezystancji przejścia przez zabezpieczenie zerowoprądowe od udziału linii w pojemnościowym prądzie zwarcia doziemnego sieci przy różnym znamionowym prądzie ziemnozwarciowym rezystora

Tytułem przykładu wzięto sieć 15 kV o pojemnościowym prądzie ziemnozwarciowym 100 A. Na rys. 3 dla tej sieci pokazano zakres wykrywanych rezystancji przejścia przez zabezpieczenie zerowoprądowe przy założeniu, że punkt neutralny sieci jest uziemiony przez rezystor odpowiednio 150, 300 i 500 A. Przyjęto przy tym, że nastawa dobrana dokładnie według wzoru (19), przy  $k_b = 1,2$ ,  $k_p = 0,99$ ,  $\Delta I_{0\mu} = 10$  mA i przekładniku Ferrantiego o przekładni 100/1. Widać, że zakres wykrywanych rezystancji przejścia silnie zależy od współczynnika  $a$ , czyli udziału linii w pojemnościowym prądzie ziemnozwarciowym sieci. Widać też, że nie daje znaczącego efektu zwiększanie znamionowego prądu ziemnozwarciowego rezystora uziemiającego.

Zakres wykrywanych rezystancji przejścia przez zabezpieczenia z grupy admitancyjnych dla przykładowej sieci 15 kV o pojemnościowym prądzie ziemnozwarciowym 100 A przedstawiono na rysunkach 4 i 5. Wynika on z nastawy członu rozruchowego zerowonapięciowego, ponieważ kryteria z grupy admitancyjnych mają czułość niezależną od rezystancji przejścia  $R_F$ .

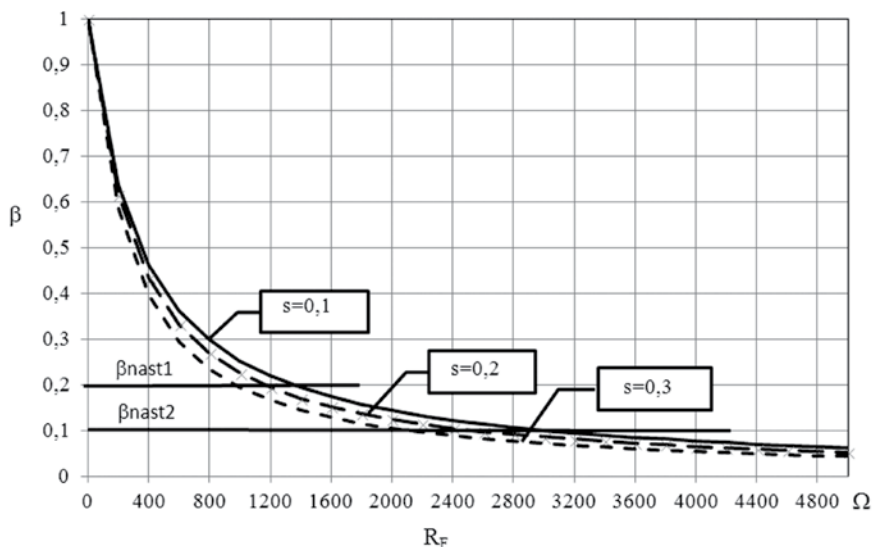
Na rys. 4 przedstawiono zależność współczynnika ziemnozwarciowego  $\beta$  od rezystancji przejścia w miejscu zwarcia  $R_F$  w sieci o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor o znamionowym prądzie ziemnozwarciowym odpowiednio 150, 300 i 500 A. Jako  $\beta_{\text{nast1}}$  oznaczono prostą wynikającą z nastawy członu zerowonapięciowego równej 0,1, czyli 10 V po stronie wtórnej otwartego trójkąta. Widać, że zakres wykrywanych rezystancji przejścia obejmuje wartości od 60 do 480  $\Omega$ . Im większy prąd rezystora, tym ten zakres jest mniejszy. Stąd w sieciach o p.n. uziemionym przez rezystor warto stosować nastawę rzędu 0,05 czyli 5 V, co oznaczono jako  $\beta_{\text{nast2}}$ . Zakres wykrywanych rezystancji przejścia zwiększa się wówczas do 800  $\Omega$ .



Rys. 4. Zależność współczynnika ziemnozwarciowego  $\beta$  od rezystancji przejścia  $R_F$  dla sieci o p.n. uziemionym przez rezystor

Na rys. 5 pokazana jest dla tej samej przykładowej sieci zależność współczynnika  $\beta$  od rezystancji  $R_F$  przy założeniu, że w sieci zastosowano kompensację ziemnozwarciową. Wyraźnie widać, że im sieć jest lepiej skompensowana, tym większy jest zakres wykrywanych rezystancji przejścia. Znaczący wpływ na ten zakres ma również zmniejszenie nastawy członu zerowonapięciowego z  $\beta_{\text{nast1}} = 0,2$  (20 V) do  $\beta_{\text{nast1}} = 0,1$  (10 V).





Rys. 5. Zależność współczynnika  $\beta$  od rezystancji przejścia  $R_F$  dla sieci skompensowanej.

#### 14. Przyczyny błędnych działań zabezpieczeń ziemnozwarciowych

Pomimo rozpowszechniania wiedzy o zabezpieczeniach ziemnozwarciowych, ciągle zdarzają się przypadki ich błędnego działania, objawiające się zarówno zadaniami zbędnymi, jak również zadaniami brakującymi. Przyczyny tego stanu – stwierdzone przez autora na podstawie konkretnych zdarzeń – są następujące:

- błędna konfiguracja zabezpieczenia i/lub nieprawidłowe nastawy to najczęstsza przyczyna;
- rozbudowa sieci lub zmiana jej układu prowadząca do zmiany pojemnościowego prądu ziemnozwarciowego bez korekty nastawy  $Y_0$  lub  $I_0$  (tu widać wyższość kryterium konduktancyjnego);
- nieprawidłowa instalacja filtra składowej zerowej prądu i/lub (rzadziej) napięcia, np. w trzech polach nowej rozdzielni wykryto nieprawidłowe przeplecenie przewodu uziemiającego przez okno przekładnika Ferrantiego, a układ otwartego trójkąta miał jeden przekładnik innego producenta;
- uszkodzenia w obwodach składowej zerowej napięcia, np. warstwa tlenków na styku główki bezpiecznikowej, w następstwie czego zabezpieczenie kierunkowe czasem działało, a czasem nie;
- uszkodzenia automatyki AWSC albo automatyki „dekompensacji”;
- uszkodzenie dławika kompensacyjnego (bardzo rzadkie) lub niewłaściwe jego parametry (dotyczy wykonania z lat 70. ub. wieku);
- duża rezystancja przejścia  $R_F$  w miejscu zwarcia z ziemią;
- błędy konstrukcyjne, a obecnie błędy w algorytmach lub w oprogramowaniu zabezpieczenia – przyczyna bardzo rzadka, a ujawnia się w przypadku skompliko-

wanych zwarć, np. zwarć przerywanych lub z silnie odkształconym prądem ziemnozwarciowym.

Zwraca się uwagę, że żadne zabezpieczenie ziemnozwarciowe nie zadziała w przypadku zwarcia doziemnego z jednoczesnym przerwaniem przewodu fazowego od strony zasilania, jeżeli od strony odbioru pojemność doziemna sieci jest niewielka.

## 15. Zakończenie

Trudno na zakończenie przytaczać wnioski, skoro w artykule podano bardzo dużo szczegółów i dokładnych zależności. Autor pozwala sobie na ogólne stwierdzenie, że stosowanie się do podanych zaleceń może ograniczyć liczbę błędnych działań zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Zalecenia te były zbierane przez ponad 30 lat w ramach prac Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej, w szczególności w ramach współpracy z prof. Józefem Lorencem. Wiele z nich powstało dzięki realizacji prac dla różnych jednostek dystrybucyjnych, ale również dla operatorów sieci przemysłowych.

## 16. Literatura

1. PN-E-05115:2002P Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV.
2. PN-EN 50341:2005P Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV.
3. Lorenc J.: Admitancyjne zabezpieczenia ziemnozwarciowe. Wyd. Pol. Pozn., Poznań 2007.
4. Hoppel W., Lorenc J.: Podstawy doboru nastaw zabezpieczeń w polach SN. Automatyka Elektroenergetyczna, 2003, nr 1, s. 45-50.
5. Hoppel W., Lorenc J.: Dobór nastaw zabezpieczeń w polach linii średniego napięcia. Automatyka Elektroenergetyczna, 2003, nr 2, s. 35-39.
6. Hoppel W., Lorenc J.: Jak dobierać nastawy zabezpieczeń w polach funkcyjnych rozdzielni średniego napięcia. Automatyka Elektroenergetyczna, 2003, nr 3, s. 35-39.
7. Lorenc J., Hoppel W.: Problemy wykrywania zwarć doziemnych w sieciach pracujących z nieuziemionym bezpośrednio punktem neutralnym. Materiały konferencji Politechniki Śląskiej, Ustroń 2005.
8. PN-HD 60364-4-442:2012E Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Ochrona zapewniająca bezpieczeństwo. Ochrona przed skutkami przepięć. Ochrona instalacji niskiego napięcia przed przepięciami dorywczymi powstającymi wskutek zwarć doziemnych w układach po stronie wysokiego i niskiego napięcia.

*Artykuł wpłynął 6 listopada 2013 r.*