

Artykuł z roku 2004 r. przygotowany na szkolenie.

dr inż. Witold HOPPEL
Instytut Elektroenergetyki
Politechnika Poznańska
witold.hoppel@put.poznan.pl

ZABEZPIECZENIA LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH

1. Wstęp

Niniejszy wykład dotyczy zabezpieczeń linii o napięciu nominalnym od 1 do 110 kV. W Polsce spotyka się z tego zakresu przede wszystkim linie o napięciach nominalnych 6, 15, 20 i 110 kV, rzadziej 30 kV. Istnieje jeszcze jedna linia o napięciu 40 kV oraz pojedyncze linie 10,5 kV. W energetyce przemysłowej nie eksploatuje się linii o napięciach 220 i 400 kV. Napięcia z zakresu 1-60 kV będą dalej nazywane średnimi – w skrócie ŚN.

Ze względów konstrukcyjnych linie dzieli się na napowietrzne i kablowe. Konstrukcja linii wpływa głównie na ewentualne stosowanie automatyki SPZ (samoczynnego ponownego załączania) w liniach napowietrznych, ponieważ w kablowych uszkodzenie izolacji ma charakter trwały i stosowanie tej automatyki jest bezcelowe.

Podział na linie napowietrzne i kablowe tylko w niewielkim stopniu wpływa na rodzaj stosowanych zabezpieczeń. Największy wpływ na to zagadnienie ma sposób pracy punktu neutralnego sieci, stąd dla polskich warunków granica podziału przeprowadzona jest na wartości 60 kV. Sieci o napięciu poniżej 60 kV pracują z nieskutecznie uziemionym punktem neutralnym, a powyżej – ze skutecznie uziemionym. W innych państwach spotyka się sieci o napięciu nominalnym rzędu 110 – 130 kV pracujące jako skompensowane, czyli z punktem neutralnym nieskutecznie uziemionym.

Z powyższych uwag wynika drobny szczegół – używa się pojęcia „punkt neutralny”, a nie „zerowy” czy „gwiazdowy”.

Różnica w doborze zabezpieczeń dotyczy głównie kryteriów używanych do wykrywania zwarć doziemnych, ze względów na małe wartości prądów takich zwarć w sieciach o nieskutecznie uziemionym punkcie neutralnym nie nadają się do tego kryteria impedancyjne czy nadprądowe bazujące na prądach fazowych. Mało dokładna jest również filtracja składowej zerowej prądu w samym zabezpieczeniu, pozyskiwać ją należy wprost z filtrów typu Ferrantiego czy Holmgreena.

Na dobór kryteriów zabezpieczeń bardzo mocno wpływa konfiguracja sieci; linie o napięciu 110 kV pracują jako wielostronnie zasilane, linie średnich napięć w układach promieniowych, rzadko spotyka się nawet linie pracujące równolegle.

2. Wybrane definicje

Dla uściślenia zależności podanych w dalszej części podane zostaje poniżej kilka definicji na podstawie normy [8].

Wielkość pomiarowa – wielkość fizyczna lub wielkość charakterystyczna dla tej wielkości, której nazwa charakteryzuje przełącznik i w odniesieniu do której określono wymagania związane z dokładnością działania przełącznika (np. prąd, admitancja).

Wartość nastawcza – wartość na mechanizmie nastawczym lub w programie przełącznika, na którą można nastawić wartość zadziałania wielkości pomiarowej, czas zadziałania wielkości pomiarowej, czas zadziałania lub charakterystykę przełącznika. Wielkość ta będzie dalej oznaczana przez dodanie do symbolu wielkości pomiarowej przełącznika indeksu *nast* (np. I_{nast}).

Wartość rozruchowa – wartość wielkości zasilającej wejściowej lub wielkości pomiarowej, przy której następuje w określonych warunkach początek rozruchu przełącznika. Oznaczana będzie dalej indeksem *r* (np. I_r). Różni się od wielkości nastawczej wartością uchybu.

Wartość zadziałania – wartość wielkości zasilającej wejściowej lub wielkości pomiarowej, przy której następuje oczekiwana skokowa zmiana w obwodzie wyjściowym (na wyjściu) przełącznika. W przeciętnych warunkach dla przełączników pomiarowych, wartość zadziałania jest równa wartości rozruchowej.

Wartość zakończenia powrotu – wartość wielkości zasilającej lub wielkości pomiarowej, przy której następuje w określonych warunkach zakończenie powrotu przełącznika – osiągnięcie stanu spoczynku lub stanu początkowego. Oznaczana będzie indeksem *p*.

Współczynnik powrotu k_p – stosunek wartości zakończenia powrotu do wartości rozruchowej. Wartość współczynnika powrotu występuje w wielu zależnościach dotyczących nastaw i jest jednym z najważniejszych parametrów przełącznika.

Uchyb (błąd) bezwzględny – algebraiczna różnica między wartością zadziałania wielkości pomiarowej lub czasu zadziałania, a wartością nastawienia przełącznika pomiarowego lub czasowego.

Powyższe definicje wyraźnie są opracowane dla zabezpieczeń klasycznych, ale są zupełnie zrozumiałe dla współczesnych rozwiązań mikroprocesorowych. Wielu autorów używa w zależnościach do ustalania nastawy zabezpieczenia indeksu „*r*” – jako wartość rozruchowa. Z punktu widzenia dokładności jest to niewielka różnica, ale nastawiając wartość na zabezpieczeniu prąd czy inną wielkość fizyczną nie zna się wartości rozruchowej – tą można ustalić dopiero na podstawie pomiarów.

Sieć z punktem neutralnym izolowanym – sieć, w której punkt neutralny nie jest uziemiony w sposób zamierzony, z wyjątkiem połączeń o dużej impedancji przeznaczonych dla celów zabezpieczeń i pomiarów [7].

Sieć skompensowana – sieć, w której przynajmniej jeden punkt neutralny transformatora lub transformatora uziemiającego jest uziemiony przez dławik gaszący, a łączna indukcyjność dławików gaszących w sieci jest zasadniczo dostrojona do pojemności doziemnej sieci [5].

Sieć z punktem neutralnym uziemionym przez małą impedancję – sieć, w której przynajmniej jeden punkt neutralny transformatora, transformatora uziemiającego lub generatora jest uziemiony bezpośrednio lub przez impedancję tak dobraną, że zwarcie doziemne powstałe w dowolnym miejscu wywoła przepływ prądu zwarciovego o wartości, która doprowadzi do pewnego wyłączenia prądu zwarciovego [5].

W normach nie jest podawana definicja sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor. Najbliższa jej jest definicja sieci z punktem neutralnym uziemionym przez małą impedancję, ale cel takiego sposobu uziemienia podany jako pewne wyłączenie prądu zwarciego jest bardzo problematyczny. Stąd autor niniejszego artykułu jako sieć z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor przyjmuje taką, w której punkt gwiazdowy transformatora uziemianego jest połączony poprzez rezystor pierwotny z ziemią powodując pojawienie się podczas zwarć doziemnych składowej czynnej prądu ziemnozwarciowego o wartości przynajmniej porównywalnej ze składową pojemnościową, która dostatecznie silnie tłumi przepięcia ziemnozwarciowe i umożliwia działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych, ale jednocześnie nie jest spełniony warunek uziemienia skutecznego.

3. Rodzaje zakłóceń w pracy linii

Podstawowe rodzaje zakłóceń w liniach to zwarcia wielkopiędowe i małopiędowe. Zwarcia wielkopiędowe charakteryzują się wartościami prądów wielokrotnie większymi od znamionowych, które groźne są dla elementów linii. Zakłóceniami małopiędowymi są zwarcia doziemne w sieciach skompensowanych i pracujących z izolowanym punktem neutralnym. Zwarcia doziemne w pozostałych sieciach oraz wszystkie zwarcia międzyfazowe zalicza się do zwarć wielkopiędowych, które powinny być wyłączone możliwie szybko. Pewne wątpliwości budzi klasyfikacja zwarcia doziemnego w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor ze względu na bardzo zróżnicowany jego dobór. Wartość prądu zwarcia doziemnego w takich sieciach jest porównywalna z prądami znamionowymi urządzeń, ale istnieje bezwzględna konieczność ich szybkiego wyłączenia. Pomimo tego należy je zaliczyć do małopiędowych.

Norma [5] nie wymaga automatycznego wyłączenia zwarć doziemnych, możliwe jest sygnalizowanie doziemienia i lokalizacja ręczna. Jednakże ta sama norma nie dopuszcza długotrwałego lub nieskończonego długiego utrzymywania zwarć doziemnych (dotyczy to sieci pracujących z izolowanym punktem neutralnym lub skompensowanych). Zwarcia małopiędowe, z punktu widzenia wartości prądu nie stanowią znaczącego zagrożenia dla elementów sieci, ale przeważnie związane są z wywoływaniem zagrożeniem porażeniowym, w tym również w instalacji niskiego napięcia [6]. Oprócz tego groźne są powstające podczas nich przepięcia przejściowe i ustalone, które mogą wywoływać zakłócenia wielokrotne i zwarcia międzyfazowe.

W zasadzie nie zabezpiecza się linii od skutków przeciążeń, chociaż przy znaczniejszych mogą zadziałać np. zabezpieczenia odległościowe czy nadprądowe.

Zakłóceniem w pracy linii jest również jej praca niepełnofazowa. Nie stosuje się w liniach zabezpieczeń od takich awarii z dwóch względów:

- nie jest to zakłócenie groźne dla elementów linii (jest głównie zagrożeniem dla generatorów synchronicznych),
- jeśli powstaje w linii, to w przeważającej liczbie przypadków jest związane jednocześnie ze zwarcie, od skutków których zabezpieczenia są zainstalowane.

Na marginesie tego przypadku – jeśli w sieci pracującej z nieskutecznie uziemionym punktem neutralnym powstaje zwarcie doziemne z przerwą od strony zasilania, to nie ma obecnie kryterium pozwalającego na jego wykrycie. Zwarcie takie w liniach napowietrznych

stanowi bardzo wielkie zagrożenie dla ludzi i zwierząt, ponieważ przewód fazowy leżący na gruncie przeważnie ma potencjał zbliżony do napięcia fazowego.

4. Zabezpieczenia linii o napięciu 110 kV

W liniach tych stosuje się następujące kryteria, przy czym przeważnie są stosowane zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe:

1. Impedancyjne, nazywane odległościowym, które jest najczęściej spotykane – z wyjątkiem linii krótkich o długości do kilku km.
2. Porównawczo-fazowe z łączem kablowym dla linii krótkich.
3. Różnicowe wzdłużne – tzw. odcinkowe.
4. Porównawczo-kierunkowe.
5. Nadprądowe – w ostatnim okresie wyłącznie jako rezerwowe, kiedyś jako podstawowe w liniach promieniowych.
6. Zerowoprądowe jako rezerwowe dla wykrywania zwarć doziemnych w liniach wyposażonych w zabezpieczenie podstawowe odległościowe.

Zabezpieczenia wymienione w punktach od 1 do 5 wykrywają zwarcia doziemne i międzyfazowe, natomiast wymienione w pkt. 6 – tylko te drugie. Jednak w wielu przypadkach skuteczność wykrywania zwarć doziemnych (w odniesieniu do zakresu rezystancji przejścia) w liniach 110 kV przez zabezpieczenie zerowoprądowe jest większa niż przez pozostałe. Zabezpieczenia zerowoprądowe w liniach 110 kV korzystają z układu pełnej gwiazdy, gdzie w przewodzie neutralnym pojawia się odpowiedni sygnał. Nie korzysta się z przekładników Ferrantiego.

Obecnie praktycznie wszyscy producenci dla linii 110 kV oferują cyfrowe zespoły elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej realizujące kilka z podanych kryteriów. W starszych liniach jeszcze są stosowane oddzielne zabezpieczenia np. odległościowe współpracujące z zerowoprądowym czy nadprądowym. Wcześniejsze rozwiązania musiały korzystać z wydzielonych konstrukcji realizujących poszczególne kryteria – oddzielnie np. odległościowe i nadprądowe. Takie rozwiązanie miało pewną zaletę – można było korzystać z różnych rdzeni przekładników prądowych, a w konstrukcjach analogowych – oddzielnych zasilaczy, co zwiększało niezawodność zabezpieczeń.

4.1. Zabezpieczenia odległościowe

Kryterium odległościowe, a w zasadzie impedancyjne, ma bardzo szeroki zakres stosowania w liniach o napięciu nominalnym od 110 kV, ale również w transformatorach i generatorach.

Podstawą do nastaw tego kryterium dla linii są następujące zależności:

$$X_I = (0,85 \div 0,9) X_{AB} \quad (1)$$

$$X_{II} = 0,85 \{X_{AB} + \min(0,85 X_{B-N})\} \quad (2)$$

$$X_{III} = k_c \{X_{AB} + \max(0,85 X_{B-N})\} \quad (3)$$

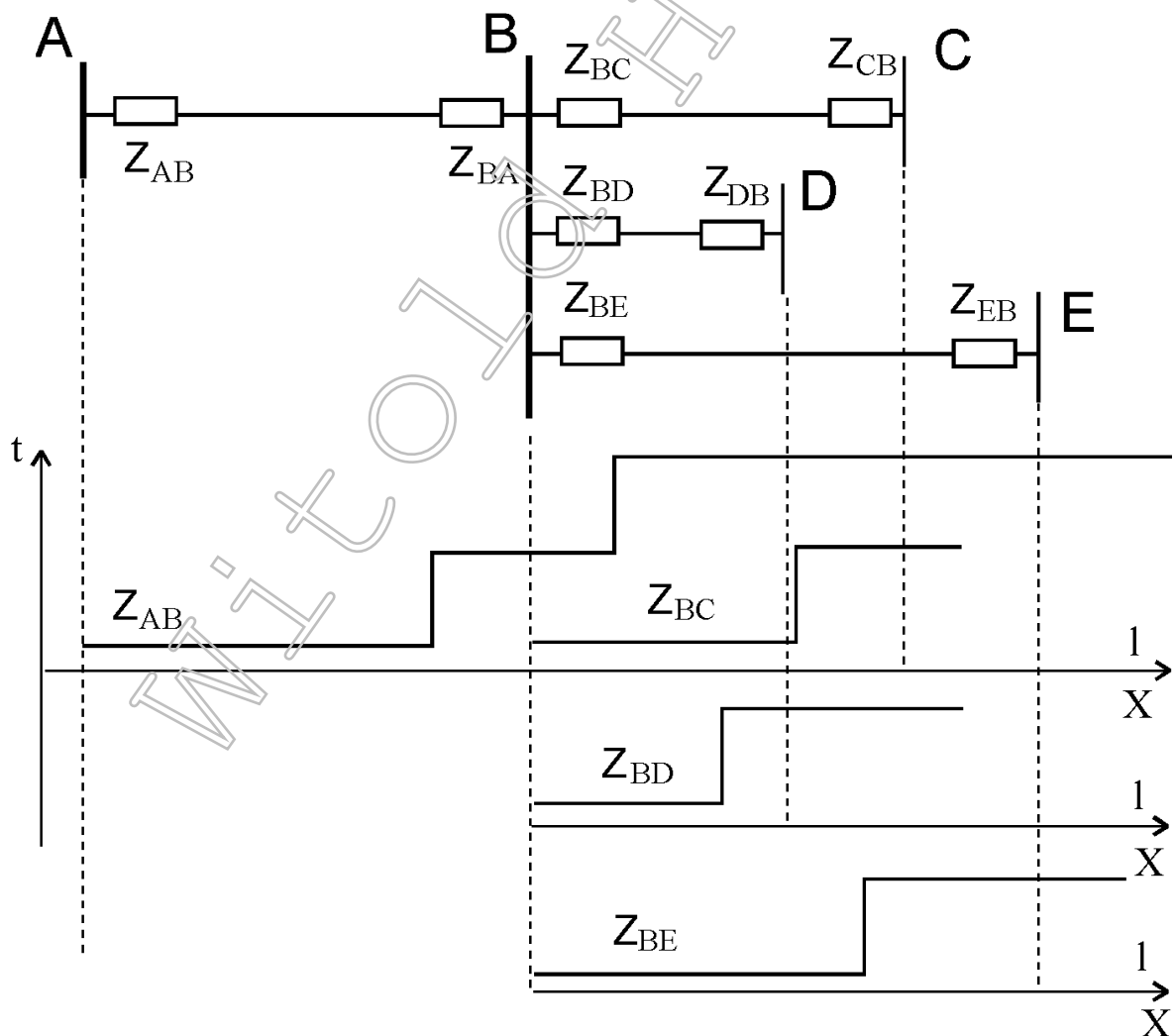
w których:

X_I, X_{II}, X_{III} , - nastawy reaktancji dla poszczególnych stref zabezpieczenia odległościowego,
 X_{AB} – reaktancja linii zabezpieczanej podstawowo (do najbliższych szyn zbiorczych),
 X_{B-N} – reaktancja linii zabezpieczanej rezerwowo (odpowiednio trzeba wybrać linię albo o największej, albo najmniejszej reaktancji),
 k_c – współczynnik czułości, wskazane jest przyjmować 1,5.

Zależności te dotyczą nastaw po stronie pierwotnej przekładników – należy jeszcze uwzględnić przekładnię impedancyjną. Wyjaśnienie powyższych zależności przedstawiono na rys.1.

W podręcznikach podobne zależności przeważnie podaje się w odniesieniu do impedancji Z , co wydaje się podejściem przestarzałym. Tutaj celowo nie uwzględniono rezystancji, ponieważ zaleca się przyjmowanie dla niej w nastawach wartości możliwie dużych – ale w ten sposób, aby charakterystyka dla zwarć międzyfazowych nie pokryła się z charakterystyką odbioru, a dla zwarć doziemnych, aby wykorzystać maksymalną dopuszczalną dla danej konstrukcji wartość R/X , która wynosi od 4 do 8. Rezystancja przejścia fałszuje pomiar kryterialnej odległości miejsca zwarcia od punktu zabezpieczeniowego, najlepszą jej miarą jest reaktancja dla składowej zgodnej.

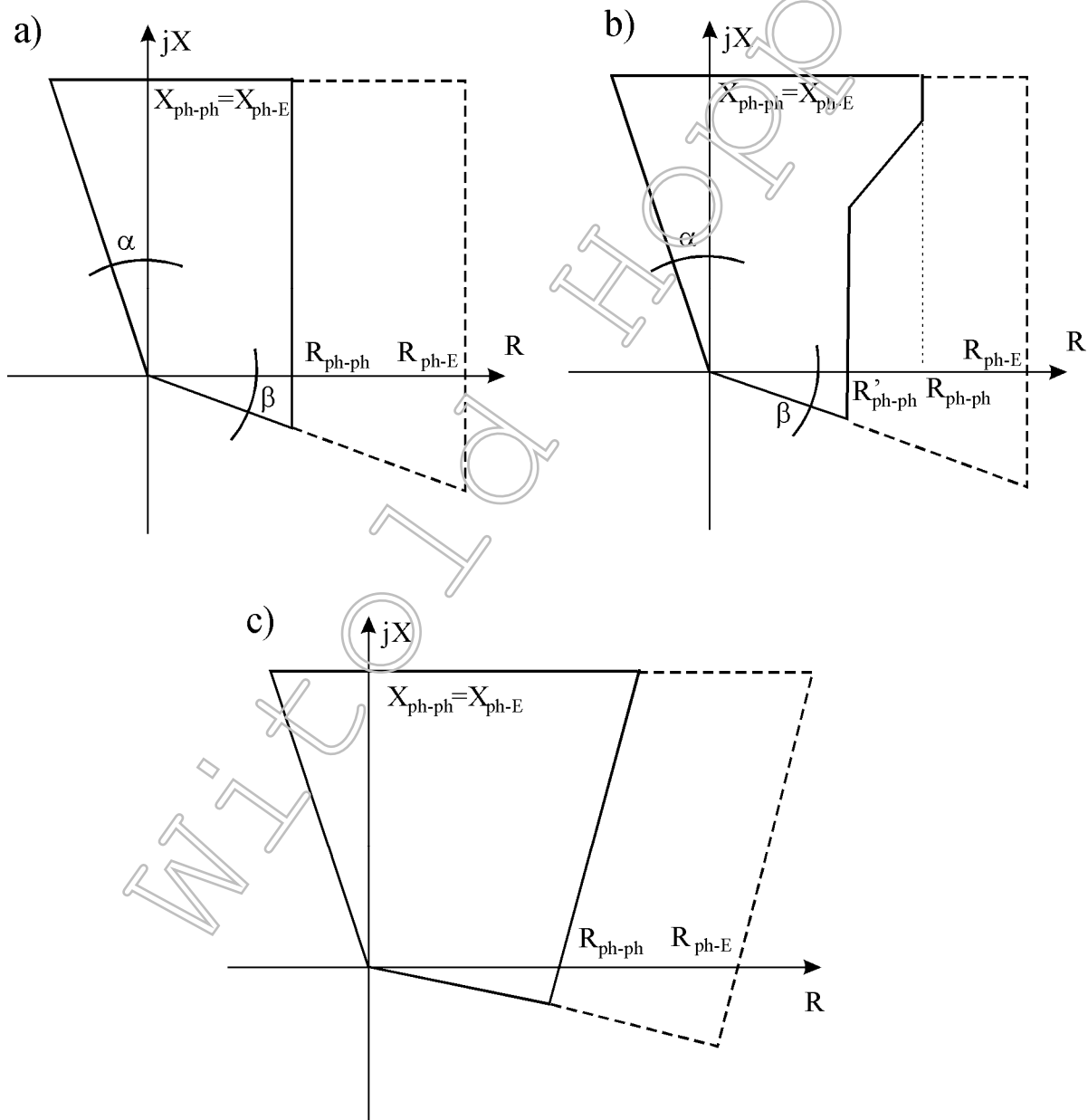
Opóźnienia czasowe zabezpieczeń odległościowych dobiera się w I strefie możliwie małe – powinny działać w zasadzie z czasem własnym, który wynosi od 20 do 40 ms. W kolejnych strefach stosuje się stopniowanie co 0,3 – 0,4 s.



Rys. 1. Układ charakterystyk czasowych zabezpieczeń odległościowych we fragmencie sieci

Dobór nastaw zabezpieczeń odległościowych w rzeczywistości jest o wiele bardziej skomplikowany, niż tutaj podano. Przeważnie producenci do swoich konstrukcji podają zasady obliczeń lub są stosowane specjalistyczne programy. Należy uwzględnić wiele różnych czynników np. wpływ torów sąsiednich, współczynnik do kompensacji składowej zerowej, konfigurację sieci, wydłużenie I strefy, parametry rozruchowe.

Producenci oferują najróżniejsze typy charakterystyk, których przykłady przedstawiono na rys. 2. Charakterystyki na rys. a i b są najbardziej czytelne, chociaż złożone w nastawianiu, a nazywane są poligonalnymi (Computers&Control Katowice). Na charakterystykach c pojawia się pochylenie „prawego boku” powodujące jego równoległość do charakterystyki linii. Te dziwne kształty przeważnie próbują uwzględnić dwie największe trudności: rezystancję przejścia w miejscu zwarcia i uniknięcie pokrycia z charakterystyką



Rys2. Podstawowe kształty współczesnych cyfrowych zabezpieczeń odległościowych

odbioru. Zabezpieczenia cyfrowe dają możliwość takiego dowolnego kształtowania, czego nie miały konstrukcje elektromechaniczne i statyczne analogowe – tam podstawowymi kształtami były elipsy i okręgi. Standardem są obecnie różne charakterystyki (szczególnie w odniesieniu do nastaw, niekoniecznie kształtu) dla zwarć doziemnych i międzyfazowych. Wadą zabezpieczenia odległościowego jest mała precyzyjność w ustaleniu miejsca zwarcia, co może powodować wykrycie go w niewłaściwej strefie. W uproszczeniu można stwierdzić, że dokładna praca zabezpieczeń tych jest możliwa tylko w strefie działania podstawowego, czyli dla zabezpieczenia Z_{AB} tylko w linii AB. Niektóre z wad rekompensuje się wyposażając je w łącza, które jednak zwiększają koszty.

Stosuje się wówczas najczęściej współbieżny układ współpracy zabezpieczeń odległościowych, a klasycznym przykładem jest działanie na obustronne wyłączenie linii w przypadku wykrycia przez jedno z zabezpieczeń zwarcia w jego I strefie. Innym sposobem jest zezwolenie na wydłużanie I strefy zabezpieczenia współpracującego z zabezpieczeniem, które wykryło zwarcie w strefie I.

4.2. Zabezpieczenie porównawczo-fazowe

Kryterium działania tego oparte jest na porównywaniu fazy prądów na obu krańcach linii. Zabezpieczenie bezwzględnie wymaga łącza – w liniach 110 kV najczęściej są to łącza kablowe, a częstotliwość użyta do transmisji – rzędu kilku kHz. Zabezpieczenie to jest stosowane dla krótkich linii, a ściślej – przy małych odległościach pomiędzy końcami linii, jeśli w miastach bieżą one po skomplikowanej trasie. Wadą tego rozwiązania jest głównie łącze – jego koszt, eksploatacja i możliwość wystąpienia zakłóceń.

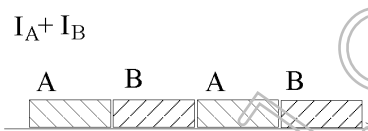
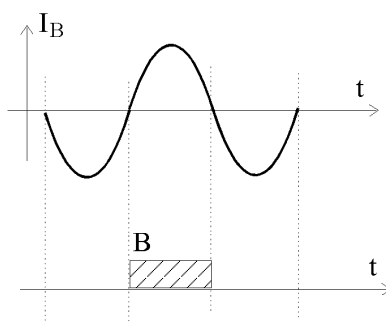
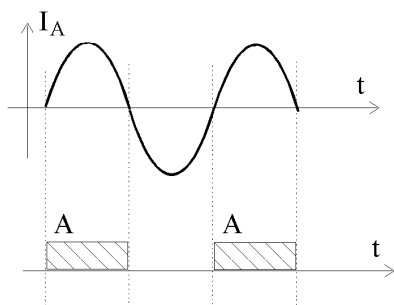
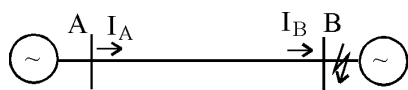
Zasada działania przedstawiona jest na rys.3 . Polega ona na porównywaniu faz prądów na obu końcach linii. Podczas zwarcia wykrytego przez człon nadprądowy lub podimpedancyjny dodatnie połówki sinusoid prądowych przetwarzane są na impulsy prostokątne, modulowane częstotliwością komunikacyjną i przesyłane na drugi koniec linii. W przypadku zwarcia w strefie zabezpieczanej prądy są w fazie, w sygnale wypadkowym występują duże przerwy. Jeśli zwarcie jest poza strefą zabezpieczaną i prądy są w przeciwfazie- sygnał jest prawie ciągły. Zasada działania została przedstawiona w dużym uproszczeniu. Przede wszystkim nie porównuje się prądów fazowych, ale kombinację odfiltrowanych składowych symetrycznych. Druga uwaga – ze względu na elementy poprzeczne w linii i występujące uchyby, przesunięcia fazowe nie wynoszą odpowiednio 0 i 180 stopni, stąd dla rozruchu i blokady trzeba stosować pewne zakresy kątów. Przy złożonej konstrukcji zabezpieczenie jest jednak proste w nastawianiu. (uwaga z 2012 r: zabezpieczenie jest coraz rzadziej stosowane).

4.3. Zabezpieczenie odcinkowe

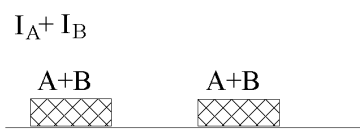
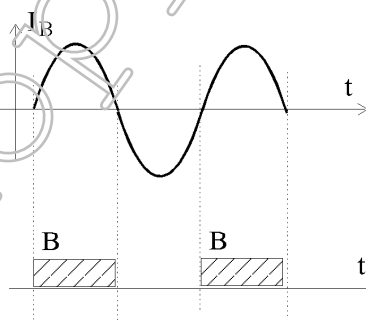
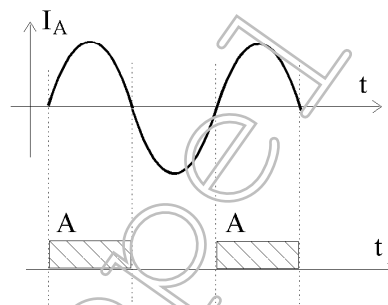
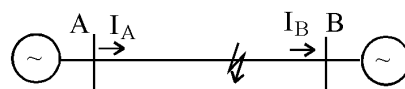
Po tym pojęciem najczęściej rozumie się zabezpieczenie różnicowe wzdłużne oparte na zasadzie pomiaru wektorowej różnicy prądów na początku i końcu zabezpieczanej linii, tak jak to jest w skupionych elementach systemu elektroenergetycznego, np. w transformatorach. Wprowadzenie szybkich łączy światłowodowych umożliwiło realizację tego kryterium dla tak rozległego elementu sieci, jakim jest linia.

Wspólną zaletą zabezpieczeń odcinkowych, porównawczo-fazowych i porównawczo-kierunkowych jest bardzo dokładnie określona wybiórczość wyznaczona miejscami

a) zwarcie poza strefą zabezpieczoną



b) zwarcie w strefie zabezpieczanej



Rys.3. Zasada działania zabezpieczenia porównawczo-fazowego

zainstalowania przekładników prądowych. Ta zaleta w pewnych okolicznościach przekształca się w wadę, ponieważ nie mogą one rezerwować zabezpieczeń z nimi sąsiadujących, tak innych linii, ale również np. transformatorów.

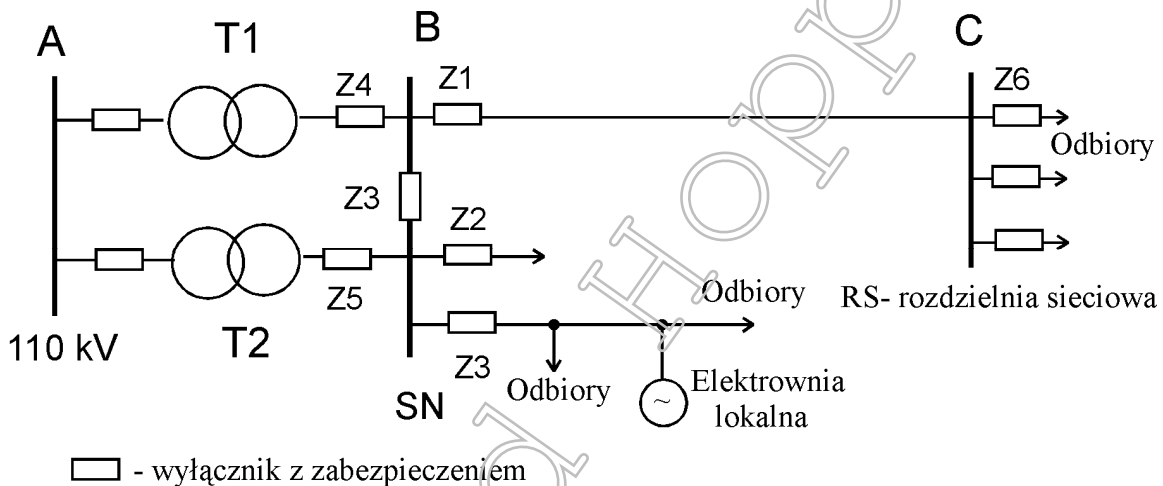
5. Zabezpieczenia linii SN

Problem ten został przedstawiony obszernie w artykule [4] w czasopiśmie Automatyka Elektroenergetyczna. Należy zdawać sobie sprawę, że współczesna rozdzielnia SN stanowi zespół współpracujących ze sobą pól, w których znajdują się również zabezpieczenia rezerwujące te znajdujące się w polu liniowym oraz automatyki ogólnostacyjne np. lokalna rezerwa wyłącznikowa, zabezpieczenie szyn zbiorczych, samoczynne załączanie rezerwy, samoczynne częstotliwościowe odciążanie. Specyficzne problemy występują w polu transformatora uzemiającego, szczególnie w związku ze zjawiskami ziemnozwarciowymi. Duża część tych problemów została opisana w artykułach [9, 10].

5.1. Układ sieci

Ma on istotne znaczenie przy doborze nastaw, nie tylko w polach liniowych. W Polsce w zasadzie sieci SN pracują promieniowo, jeśli jako element zasilający przyjąć transformator przyłączony do sieci o napięciu nominalnym 110 kV, a rzadko o innej wartości. Przedstawiono to na rys.4. Tylko wyjątkowych przypadkach lub podczas przełączeń pojawiają się w tym znaczeniu sieci dwustronnie zasilane. Pewne odstępstwo od tego stwierdzenia powodują coraz częściej spotykane tzw. elektrownie lokalne o niewielkiej mocy – wodne, wiatrowe lub opalane biogazem czy olejem.

W Polsce, szczególnie w sieciach przemysłowych, dość częste są przypadki, kiedy linie odchodzące z szyn zasilanych transformatorem 110 kV/SN są prowadzone do rozdzielni sieciowych (w skrócie RS), co na rys.4 przedstawia stacja C. Takie rozgałęzienia wpływają na dobór nastaw zabezpieczeń, szczególnie z punktu widzenia uzyskania selektywności działania.



Rys.4. Układ typowej sieci średniego napięcia wraz z elementami zasilającymi

Z punktu widzenia zabezpieczeń ziemnozwarciowych układy takie powodują pewne komplikacje. W sieciach kompensowanych z AWSCz lub z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor należy pamiętać o tym, że większość zabezpieczeń może zadziałać tylko wówczas, jeśli znajdują się między miejscem zwarcia, a miejscem umieszczenia czynnego elementu uziemiającego, co wynika z rozptywu prądów doziemnych.

5.2. Stosowane zabezpieczenia

Linie SN w takich układach zabezpiecza się od skutków zwarć międzyfazowych zabezpieczeniami nadprądowymi zwłocznymi i zwarciovymi, można to określić inaczej – zabezpieczeniami nadprądowymi o charakterystyce dwustopniowej, w pewnych sytuacjach wyposażonych w blokadę kierunkową. Blokada ta powinna być wprowadzona, jeśli w zabezpieczanej linii pracuje elektrownia lokalna (np. wiatrowa czy wodna) o mocy przynajmniej kilkuset kVA.

Konieczność zastosowania blokady kierunkowej jest zależna od wielu czynników i wymaga dość złożonej analizy. Tylko wyjątkowo w liniach SN występuje konieczność zastosowania zabezpieczeń odległościowych – w rozwiązaniach oferowanych przez

producentów nie ma nawet do tego celu odpowiedniej konstrukcji. Z drugiej strony praca zabezpieczenia odległościowego przy małej długości linii napotyka na pewne trudności związane z uwzględnieniem wpływu rezystancji w miejscu zwarcia.

Od skutków zwarć doziemnych stosuje się różne kryteria korzystające ze składowych zerowych prądu i napięcia. Trzeba wyraźnie zaznaczyć, że podejście do tego zagadnienia w Polsce jest inne niż w wielu innych krajach i również u czołowych producentów aparatury zabezpieczeniowej. Wprowadzenie zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w połączeniu z AWSCz lub uziemieniem przez rezystor nawet o stosunkowo małym znamionowym prądzie zwarciovym pozwoliło zwiększyć wykrywalność zwarć doziemnych. Problemem pozostają tzw. zwarcia z przerwą od strony zasilania i wyjątkowo zwarcia związane z opadnięciem przewodu na grunt o bardzo dużej rezystywności (bardzo orientacyjnie – powyżej $10000 \Omega \cdot m$, np. obszary Borów Tucholskich i Pustyni Błędowskiej).

Szczegóły możliwości doboru zabezpieczeń od skutków zwarć doziemnych dla linii SN zawarto w tablicy 1.

Tablica 1

Dobór kryteriów zabezpieczeń ziemnozwarciowych dla linii pracujących w sieciach o nieskutecznie uziemionym punkcie neutralnym

| Rodzaj zabezpieczenia | Sposób pracy punktu neutralnego | | | |
|-------------------------|---------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| | izolowany | uziemiony przez dławik bez AWSCz | uziemiony przez dławik z AWSCz | uziemiony przez rezystor |
| U0> | + | + | + | + |
| kierunkowe czynnomocowe | - | - | + | + |
| kierunkowe biernomocowe | + | - | - | - |
| I0> | * | # | # | + |
| Y0> | * | * | * | + |
| G0> | - | - | + | + |
| bez kierunkowe | | | | |
| G0> kierunkowe | - | - | # | # |
| B0> kierunkowe | + | - | - | * |
| RYY0> | - | - | + | - |

„+” - zastosowanie możliwe, „-” - zastosowanie niemożliwe, „*” - zastosowanie możliwe z zastrzeżeniami opisanymi w tekście, „#” – zastosowanie możliwe tylko w wyjątkowych sytuacjach opisanych w tekście.

Zabezpieczenie zerowonapięciowe oznaczone U0> w zasadzie w polach liniowych nie występuje samodzielnie, ponieważ jest całkowicie niewybiorcze, a w tablicy zostało oznaczone jako powszechne w zastosowaniu ze względów na to, że:

- umieszczone w polu pomiaru napięcia rezerwuje zabezpieczenia w polach liniowych, a w wyjątkowych przypadkach nawet stanowi zabezpieczenie podstawowe działające na sygnalizację,
- stanowi element rozruchowy wielu innych zabezpieczeń w polach liniowych.

Brak wybiórczości zabezpieczenia zerowonapięciowego wynika z faktu, że składowa zerowa napięcia jest prawie jednakowa w całej galwanicznie połączonej sieci, czyli nie wynika z konstrukcji, ale z charakteru występującego zjawiska.

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

Zabezpieczenie $I_{0>}$ może być stosowane w polach liniowych sieci pracującej z izolowanym punktem neutralnym, jeśli jej udział w pojemnościowym prądzie zwarcia sieci nie przekracza wartości 0,3-0,4. W sieci kompensowanej bez lub z AWSCz zabezpieczenie to może być stosowane tylko wyjątkowo, jeśli spełniony będzie warunek czułości – w przeciętnych warunkach jest to możliwe tylko w bardzo krótkich liniach i przy przekompensowaniu sieci przynajmniej o 10 %. W praktyce i typowych zastosowaniach wprowadzanie tego kryterium dla linii w sieciach skompensowanych jest bezcelowe.

Podobne warunki dotyczą kryterium $Y_{0>}$, ale niezależność mierzonej admitancji od rezystancji przejścia w miejscu zwarcia umożliwia jego zastosowanie w wielu szczególnych przypadkach np. w liniach sieci o bardzo małym prądzie pojemnościowym rzędu kilku amperów i czynnym AWSCz. Nastawa admitancji jest silnie uzależniona od pojemnościowego prądu zwarcia zabezpieczanej linii – stąd możliwe są zadziałania zbędne, jeśli nastąpią znaczące zmiany w konfiguracji sieci polegające na zwiększeniu długości linii zasilanych z danego pola lub błędnie określone wartości prądu pojemnościowego.

Zabezpieczenie $G_{0>}$ bezkierunkowe ma bardzo wyraźnie określony zakres zastosowania. Jego nastawa jest zależna praktycznie tylko od rodzaju współpracującego z nim filtra składowej zerowej prądu, nie zależy od parametrów linii. Nie reaguje również na zamianę zacisków w obwodach składowych zerowych. Zabezpieczenie to można zalecić m.in. do sieci o słabo rozpoznanych prądach pojemnościowych. Jest to przez autora najbardziej zalecane kryterium dla większości linii średniego napięcia, nie może być stosowane tylko w sieciach z izolowanym punktem neutralnym.

Zastosowanie kryterium $G_{0>}$ kierunkowego jest bardzo ograniczone – tylko w sieciach, gdzie są dwa pola potrzeb własnych w miejscach ich zasilania, w praktyce dotyczy o przypadku współpracy dwóch rozdzielni zasilanych z sieci 110 kV lub elektrowni poprzez linię SN. W Polsce sytuacja taka występuje wyjątkowo – w zasadzie tylko podczas przełączeń.

Kryterium $B_{0>}$ może być typowo stosowane tylko w sieci z izolowanym punktem neutralnym. Jego wprowadzenie do innych sieci mających w punkcie neutralnym pierwotny rezystor uziemiający wiąże się z dopuszczeniem pracy takiej sieci do pracy z wyłączonym polem potrzeb własnych.

Kryterium R_{YY0} może być stosowane tylko w sieciach, gdzie podczas zwarcia doziemnego do pól liniowych doprowadzona jest informacja o położeniu stycznika AWSCz, ponieważ kryterium to jest oparte na dwóch pomiarach admitancji doziemnej. Należy podkreślić dwa fakty dotyczące działania tego kryterium:

1. Zakres wykrywanych rezystancji przejścia w konkretnej sieci jest większy niż przy kryterium konduktancyjnym.

2. Do spowodowania jego działania w polu potrzeb własnych może być zastosowany nie tylko rezystor, ale element bierny – np. dławik. W tej sytuacji można uzyskać bardzo pozytywne zjawisko braku zmniejszania się wartości składowej zerowej napięcia przy załączaniu AWSCz. Stąd kryterium to w szczególny sposób nadaje się do terenów o dużych rezystywnościach gruntów.

Dla linii o dużych udziałach w pojemnościowym prądzie zwarcia doziemnego sieci (nawet rzędu 0,2) kryteria $Go >$ i $Yo >$ posiadają znacznie większą czułość od kryteriów zerowoprądowych, co objawia się wykrywaniem zwarć w większym zakresie rezystancji przejścia

5.3. Zabezpieczenia nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne

Korzystając z podstawowych pozycji z dziedziny elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, jakimi są pozycje [1-3], formułuje się wzór:

$$I_{\text{nast}} \geq \frac{k_b k_r k_s I_{\text{max}}}{k_p \vartheta_i} \quad (4)$$

a dla $k_s = 1$:

$$I_{\text{nast}} \geq \frac{k_b k_r I_{\text{max}}}{k_p \vartheta_i} \quad (5)$$

gdzie:

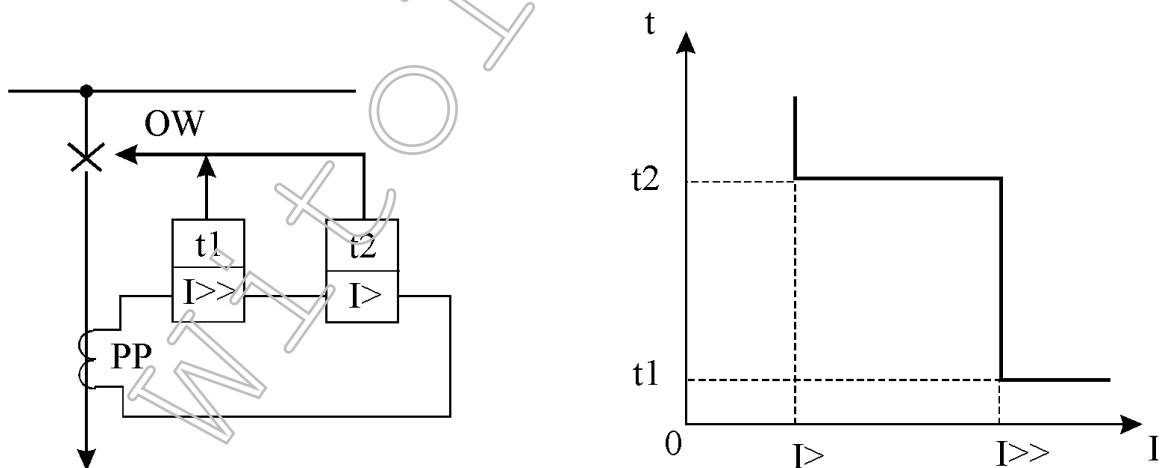
I_{nast} – nastawa prądowa zabezpieczenia,

k_b – współczynnik bezpieczeństwa, który można przyjmować równy 1,1-1,2,

k_s - współczynnik schematowy,

k_r – współczynnik samorozruchu silników zasilanych z zabezpieczanego odcinka sieci, zależnie od udziału obciążenia silnikowego w ogólnym obciążeniu, zakres jego wartości to 1-4,

I_{max} – prąd największego obciążenia zabezpieczanego odcinka linii.



Rys.5. Poglądowy schemat i charakterystyka zabezpieczenia nadprądowego dwustopniowego

Współczynnik schematowy był wprowadzany we wzorach dotyczących nastaw ze względu na spotykany jeszcze wówczas tzw. krzyżowy układ przekładników prądowych (w [1] pisze się o przypadku zasilania przekładników różnicą prądów dwóch faz). Współcześnie stosuje się w rozdzielniach we wszystkich polach układ pełnej lub coraz rzadziej, niepełnej gwiazdy, gdzie współczynnik schematowy ma wartość 1. Można go w tej sytuacji usunąć z zależności (4).

Współczynnik bezpieczeństwa uwzględnia oprócz wspomnianych uchybów zabezpieczenia również uchyby przekładników prądowych. Wobec poprawy klasy zabezpieczeń cyfrowych wobec analogowych proponuje się przyjmować go na poziomie 1,1 – 1,15, a nie 1,2.

W założeniach do wzorów (4, 5) prąd największego obciążenia linii, nie uwzględnia dwóch stanów nieustalonych nie związanych ze zwarciami:

- rozruchu silników,
- udaru prądu magnesującego transformatorów SN/nn zasilanych z zabezpieczanej linii.

W praktyce w wielu przypadkach podczas doboru omawianej nastawy wcale nie analizuje się obciążenia, ponieważ jest ono słabo rozpoznane, a nastawę przyjmuje wg znamionowego prądu wtórnego przekładników prądowych, co jest znaczącym uproszczeniem i może, szczególnie w liniach o dużej długości, obniżyć czułość nawet poniżej wymaganej wartości. Jeśli jednak nieznane są parametry odbioru, np. tuż po oddaniu linii do użytku, wygodnie jest przyjąć nastawę wg uproszczonej zależności:

$$I_{\text{nast}} = (1,1 \div 1,2) * I_{\text{n2}} \quad (6)$$

w której:

I_{n2} – znamionowy prąd wtórny przekładników prądowych współpracujących z zabezpieczeniem.

W ocenie dopuszczalnego obciążenia pola można wziąć pod uwagę inne elementy – np. przekrój przewodów linii lub prąd znamionowy wyłącznika przeliczone na stronę wtórną przekładników prądowych.

Drugi warunek, jaki musi spełniać to zabezpieczenie, to odpowiednia czułość, którą należy sprawdzić wg zależności:

$$I_{\text{nast}} \leq \frac{I_{\text{kzmin}}}{k_c \vartheta_i} \quad (7)$$

w której:

I_{kmin} – minimalny prąd zwarcia na końcu linii (w praktyce należy przyjmować prąd zwarcia dwufazowego na końcu odgałęzienia linii o największej impedancji od szyn zbiorczych przy uwzględnieniu zasilania tylko jednym transformatorem),

k_c – współczynnik czułości, który należy przyjmować 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych, a 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.

Dla fragmentu systemu przedstawionego na rys.4 zabezpieczenie Z1 jest podstawowe dla linii BC i rezerwowe dla wszystkich linii zasilanych z szyn C.

Do tej pory przyjmowano, że nastawa opóźnienia czasowego tego zabezpieczenia powinna być o $\Delta t=0,5$ s większa niż takiego samego zabezpieczenia w zasilanym tą linią RS-ie (szyny C) i przynajmniej o taką samą wartość większa od nastawy czasowej zabezpieczenia zwarciego. Wskazane jest, aby jednak tą nastawę przyjmować nie mniejszą niż 1 sek.

Ponieważ zabezpieczenia cyfrowe posiadają nadzwyczaj dokładne opóźnienia czasowe, a współczesne wyłączniki charakteryzują się małymi czasami własnymi, można przyjmować dla sieci w nie wyposażonych $\Delta t=0,3$ s , co znacznie zmniejsza obciążenia cieplne elementów sieci.

Zabezpieczenie nadprądowe zwarciove

Jest to zabezpieczenie nastawiane na krótki czas rzędu 0,05-0,3 sek dla ochrony urządzeń rozdzielni przed skutkami zwarć bliskich, ponieważ właśnie podczas nich następuje przepływ największych prądów zwarciowych. Drugą funkcją tego zabezpieczenia może być niedopuszczenie do zadziałania zabezpieczeń podnapięciowych silników zasilanych z szyn zbiorczych stacji, co w warunkach sieci przemysłowych może mieć duże znaczenie.

Wg [1] zabezpieczenie powinno się nastawiać na wartość prądu:

$$I_{\text{nast}} \geq \frac{k_b I_{\text{kmax}}}{\vartheta_i} \quad (8)$$

gdzie:

k_b – współczynnik bezpieczeństwa przyjmowany w granicach od 1,2 do 1,6, mniejsze wartości należy stosować przy zabezpieczeniach z opóźnieniami czasowymi w granicach 0,2-0,3 sek, większe – dla zabezpieczeń szybkich – z nastawami 0,05-0,1 sek.

I_{kmax} – maksymalny prąd zwarcia na szynach zbiorczych przed następnym zabezpieczeniem nadprądowym.

Uważa się również, że długość linii objęta zabezpieczeniem powinna stanowić przynajmniej 20 % jej całkowitej długości.

Zależność (8) jest dobrze czytelna tylko wówczas, jeśli zabezpieczana linia zasilana inną rozdzielnią, w której jest również zainstalowane zabezpieczenie nadprądowe, szczególnie o dłuższym czasie działania.

W innej sytuacji trudniej określić jego parametry.

Sprawdzenie zasięgu dla zwarcia trójfazowego wykonać można analizując zależność:

$$|\underline{Z}_s + \underline{Z}_T + \alpha \underline{Z}_L| k_b = |\underline{Z}_s + \underline{Z}_T + \underline{Z}_L| \quad (9)$$

w której:

\underline{Z}_s – zastępcza impedancja systemu elektroenergetycznego (w praktyce – reaktancja) obliczona na podstawie mocy zwarciowej na szynach 110 kV,

\underline{Z}_T – impedancja transformatora 110 kV/SN (jeśli analizowany jest zasięg minimalny, a stacja jest dwutransformatorowa – jednego),

\underline{Z}_L – impedancja analizowanej linii.

W praktyce najlepiej można uzyskać wynik tego równania wykonując odpowiedni wykres w programie EXCEL jako zmienną przyjmując α , stawiając pytanie: przy jakiej wartości równanie jest spełnione?

Jako \underline{Z}_L należy wstawić impedancję wynikającą z długości linii do RS-u lub tzw. trzonu linii.

Lepsza jest analiza z punktu widzenia unikania nadmiernych obniżeń napięcia na szynach zbiorczych stacji, ponieważ jest w miarę obiektywna.

Za [1] podać można następujące zależności do obliczeń:

- najpierw należy wyznaczyć impedancję Z_{Lmin} stanowiącą część impedancji linii, za którą zwarcie nie spowoduje nadmiernego obniżenia napięcia,

$$\frac{Z_{Lmin}}{|Z_s + Z_T + Z_{Lmin}|} = \gamma \quad (10)$$

w której przyjmuje się współczynnik określający dopuszczalne względne obniżenie napięcia na szynach zbiorczych, przy czym wartość ten może być w granicach 0,5-0,7.

- na podstawie tej impedancji można obliczyć minimalną wartość prądu rozruchowego, dla której zabezpieczenie nadprądowe zwarciove spełni swoją funkcję wg wzoru:

$$I_r \leq \frac{U_L}{|Z_s + Z_T + Z_{Lmin}|} \quad (11)$$

Powyższą analizę prowadzi się tylko dla zwarć trójfazowych, ponieważ zabezpieczenia podnapięciowe działają przy obniżeniu się wszystkich napięć przewodowych.

Zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych

Zabezpieczenia nadprądowe zerowe

We wszelkich obliczeniach nastaw zabezpieczeń od skutków zwarć doziemnych, jeśli nie podano inaczej, w rozdzielni dwusekcyjnej jako prąd pojemnościowy sieci należy przyjmować prąd sekcji, do której przyłączona jest zabezpieczana linia i w stosunku do niego obliczać udziały a. Wynika to z faktu, że zabezpieczenia ziemnozwarciowe przy sekcjach połączonych, gdy jest większy prąd pojemnościowy sieci, mają lepsze warunki do działania i również większą czułość.

Zabezpieczenia te mogą być stosowane w sieciach pracujących z punktem neutralnym izolowanym, uziemionym przez rezystor trwale lub dorywczo oraz uziemionym układem równoległym.

W każdym z tych przypadków nastawa prądu I_{onast} powinna spełniać zależność:

$$I_{onast} \geq \frac{k_b \cdot I_{CL}}{k_p \vartheta_{i0}} + I_{ou} \quad (12)$$

w której:

k_b - współczynnik bezpieczeństwa (1,1-1,2),

k_p - współczynnik powrotu (zależny od typu zastosowanego zabezpieczenia, przeważnie około 0,85 dla elektromechanicznych, 0,95- 0,99 dla statycznych analogowych i cyfrowych),

ϑ_{i0} - przekładnia filtra składowej zerowej prądu,

I_{CL} - prąd pojemnościowy zabezpieczanej linii - tutaj dość istotna uwaga: w przypadku spodziewanych zmian w konfiguracji sieci w przypadkach awaryjnych, jako wartość tą należy wstawiać maksymalny spodziewany prąd pojemnościowy,

I_{ou} - prąd uchybowy w obwodach filtra składowej zerowej prądu; zaleca się przyjmować 50 mA dla układu Holmgreena, a 20 mA dla przekładnika Ferrantiego, chociaż w literaturze znaleźć można zupełnie inne wartości. Wieloletnie doświadczenia Politechniki Poznańskiej potwierdzają słuszność przyjęcia takich wartości.

Jeśli przewiduje się, że opóźnienie czasowe tego zabezpieczenia może być mniejsze od zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych i konieczne jest wyłączenie linii z zachowaniem nastawionych czasów, to wymaga się, aby nastawa I_{0nast} nie była mniejsza niż:

- przy zasilaniu z układu Holmgreena: 300-500 mA,
- przy zasilaniu w przekładnika Ferrantiego: 100-150 mA.

Natomiast sprawdzenie czułości w sieci z izolowanym punktem neutralnym dokonuje się wg wzoru:

$$I_{0nast} \leq \frac{0,5 * I_{CS}(1-a) - I_{0\mu}}{k_c \vartheta_{i0}} \quad (13a)$$

lub

$$I_{0nast} \leq \frac{0,5 * (I_{CS} - I_{CL}) - I_{0\mu}}{k_c \vartheta_{i0}} \quad (13b)$$

gdzie:

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

a – udział zabezpieczanej linii w pojemnościowym prądzie sieci (iloraz prądów pojemnościowych linii i sieci).

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

Można również obliczyć współczynnik czułości wg zależności:

$$k_c = \frac{I_{CS} - I_{CL} - I_{0\mu}}{I_{0nast} \vartheta_{i0}} \quad (14)$$

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

Sprawdzenie czułości w sieci uziemionej przez rezystor dokonuje się wg zależności:

$$I_{0nast} \leq \frac{0,5 * I_{CS} \sqrt{d_0^2 + (a-1)^2} - I_{0\mu}}{k_c \vartheta_{i0}} \quad (15)$$

w której należy przyjąć $k_c = 1,2$

lub zależności

$$k_c = \frac{I_{CS} \sqrt{d_0^2 + (a-1)^2} - I_{0\mu}}{I_{0nast} \vartheta_{i0}} \quad (16),$$

w których:

d_0 - współczynnik tłumienia sieci d_0 obliczany ze wzoru:

* β - współczynnik ziemnozwarciowy, który podczas zwarć metalicznych przyjmuje wartość 1 i zmniejsza się w kierunku zera ze wzrostem rezystancji przejścia do ziemi w miejscu zwarcia

$$d_0 = \frac{G_s + G_d + \frac{1}{R_{uz}}}{\omega C_s} \quad (17)$$

gdzie:

G_s – konduktancja doziemna sieci, można ją przyjmować w granicach (0,02-0,04) susceptancji sieci B_s , obliczanej na podstawie zależności:

$$B_s = \omega C_s \quad (18),$$

G_d – konduktancja doziemna dławika.

W praktycznych obliczeniach dla większości sieci z wystarczającą dokładnością można korzystać z uproszczonych wzorów:

$$d_0 = \frac{1}{R_{uz} \omega C_s} \quad (19a)$$

lub

$$d_0 = \frac{I_R}{I_{CS}} \quad (19b)$$

w których:

R_{uz} – rezystancja uziemiająca w punkcie neutralnym,

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

Dla sieci kompensowanych jako I_R należy przyjmować wartość prądu po stronie pierwotnej podczas działania AWSCz (przeciętnie od 15 do 25 A), a dla sieci uziemionych przez rezystor – jego znamionowy prąd zwarciovowy.

Wartość k_c uzyskana z zależności (16) podlega podobnej ocenie, jak w sieci z izolowanym punktem neutralnym.

Zabezpieczenia konduktancyjne

Zabezpieczenie konduktancyjne $G_{0nast} >$ może być stosowane w sieci kompensowanej z AWSCz lub z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor. Może być stosowane również przy uziemieniu układem równoległym lub dorywczym uziemieniem przez rezystor. Nastawa wynika z uchybów filtrów składowych zerowych prądu i powinna spełniać zależność:

$$G_{0nast} \geq k_b Y_{0\mu} \quad (20)$$

w której:

$Y_{0\mu}$ - admitancja uchybowa, którą można przyjąć 2 mS dla układu Holmgreena i 0,75 mS dla Ferrantiego,

k_b – współczynnik bezpieczeństwa (1,2-1,5).

Stąd nastawa powinna wynosić dla układu Holmgreena w granicach 2,5-3,0 mS, a dla Ferrantiego 0,9-1,15 mS.

Druga zależność dotyczy sprawdzenia czułości i ma następującą postać:

$$G_{0nast} \leq \frac{1000 I_{CS} d_0}{U_{0max} \vartheta_{i0} k_c} \quad [\text{mS}] \quad (21.a)$$

lub

$$G_{0nast} \leq \frac{1000 I_R}{U_{0max} \vartheta_{i0} k_c} \quad [\text{mS}] \quad (22.b)$$

a w nich:

d_0 – współczynnik tłumienia sieci obliczony przy uwzględnieniu w sieci kompensowanej prądu AWSCz, a w sieci uziemionej przez rezystor - jego parametrów znamionowych,
 I_R – znamionowy prąd czynny rezystora (lub AWSCz) w punkcie neutralnym sieci (po stronie pierwotnej),

U_{0max} – maksymalna wartość składowej zerowej napięcia po stronie wtórnej jego filtru (w większości przypadków 100 V),

ϑ_{i0} - przekładnia filtru składowej zerowej prądu,

k_c – wymagany współczynnik czułości, wskazane jest przyjmować minimum 2.

Z doświadczeń wynika, że w sieciach nie ma problemu ze spełnieniem tego warunku.

Zabezpieczenia admitancyjne

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

$$Y_{onast} \geq \frac{k_b I_{CS} a}{U_{0max} \vartheta_{i0}} + Y_{0\mu} \quad (23.a)$$

lub

$$Y_{onast} \geq \frac{k_b I_{CL}}{U_{0max} \vartheta_{i0}} + Y_{0\mu} \quad (23.b)$$

w której:

k_b – współczynnik bezpieczeństwa (1,2),

I_{CL} – prąd pojemnościowy zabezpieczanej linii,

U_{0max} – maksymalna wartość napięcia po stronie wtórnej filtru jego składowej zerowej (w przeważającej liczbie przypadków – 100 V).

Czułość zabezpieczenia można sprawdzać wg zależności:

$$Y_{onast} < \frac{I_{ps} \sqrt{d_0^2 + (s+a)^2}}{U_{0max} \vartheta_{i0} k_c} \quad (24)$$

w której należy przyjmować $k_c=2$ a współczynnik s wyrażany jest zależnościami:

$$s = \frac{1}{\omega^2 C_s L_d} - 1 \quad (25)$$

lub

$$s = \frac{I_d - I_{CS}}{I_{CS}} \quad (26)$$

w których:

L_d – indukcyjność dławika kompensującego,

I_d – składowa bierna prądu dławika kompensującego, w przybliżeniu równa prądowi wybranego zaczeput,

I_{ps} – pojemnościowy prąd zwarcia doziemnego sieci.

Jeśli w punkcie neutralnym sieci nie ma dławika, to

$$s = -1.$$

W sieci przekompensowanej współczynnik s posiada wartości dodatnie. Można spotkać się z innymi definicjami współczynników charakteryzujących kompensację, które również mogą być słuszne, ale dla potrzeb powyższych zależności należy je przyjmować tak, jak podano.

W przeciętnych warunkach zabezpieczenie admitancyjne może działać w sieciach z izolowanym punktem neutralnym lub uziemionym przez rezystor (także w układzie równoległym z dławikiem), natomiast w sieciach kompensowanych tylko w pewnych przypadkach, jeśli wyniki uzyskane z zależności (23) i (24) nie będą sprzeczne. W praktyce szanse działania zabezpieczenia uzyska przy przekompensowaniu sieci przynajmniej o 20-30 %, co z punktu widzenia celowości i zasady takiego sposobu pracy punktu neutralnego jest nieprawidłowe – jest prawdopodobne, że utracone zostaną właściwości gaszenia zwarć łukowych ze względu na zbyt duży prąd resztkowy. Stąd w tabelicy1 podano, że zabezpieczenie to może ono być stosowane tylko wyjątkowo.

Zabezpieczenie susceptancyjne

Może być stosowane w sieci z izolowanym punktem neutralnym. Jego nastawę B_{0nast} dobiera się następująco:

$$B_{0nast} \geq k_b Y_{0\mu} \quad (27)$$

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

Czułość obliczona wg zależności:

$$k_c = \frac{I_{CS} - I_{CL} - I_{0\mu}}{U_{0max} B_{0nast}} \quad (28)$$

powinna spełniać warunek $k_c > 2$.

Zabezpieczenie to ma cechy zabezpieczenia kierunkowego i w związku z tym należy zadbać o właściwe wyfazowanie zacisków wejściowych z filtrów składowych zerowych prądu i napięcia.

Zabezpieczenia kierunkowe

Zabezpieczenia oparte na tym kryterium są jeszcze stosowane w starszych konstrukcjach krajowych i wielu współczesnych zagranicznych. Nastawę prądową w takich sytuacjach należy dobierać wg zależności

$$I_{0nast} \geq k_b I_{0\mu} \quad (29)$$

przy czym:

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

Napięciowy próg rozruchowy zabezpieczeń ziemnozwarciowych

Zabezpieczenia admitancyjne, konduktancyjne, susceptancyjne i kierunkowe posiadają napięciowy próg rozruchowy. Należy go tak dobrać, aby nie następowały zbędne rozruchy w stanach asymetrii naturalnej sieci. Asymetria napięciowa zależy od wielu czynników, ale najsilniej jest widoczna w sieciach kompensowanych i zależy od współczynnika rozstrojenia kompensacji. Proponuje się przyjmować następujące wartości, przy czym większe zawsze dotyczą sieci napowietrznych albo z dużym udziałem takich linii:

1. W sieciach z izolowanym punktem neutralnym – 10 – 20 V,.
2. W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor – 5 - 10 V, a w indywidualnych przypadkach dla symetrycznych sieci napowietrznych przebiegających po gruntach o dużej rezystywności – nawet tylko 3 V.
3. W sieciach kompensowanych – 15 – 25 V.

Z punktu widzenia czułości zabezpieczeń korzystne są mniejsze wartości. Mniejsze wartości należy stosować również wtedy, jeśli linia napowietrzna biegnie przez tereny o dużej rezystywności gruntu. Należy pamiętać, aby w sieciach kompensowanych nastawę tą skorelować z nastawą rozruchową AWSCz. Można zalecić sprawdzenie napięcia asymetrii sieci w warunkach rzeczywistych przez wykonanie pomiaru na wyjściu z tzw. otwartego trójkąta przekładników napięciowych.

Niniejszy referat dotyczy zabezpieczeń linii, ale należy wyraźnie dodać, że podane w tym punkcie zasady dotyczą również zabezpieczeń zerowonapięciowych przeważnie instalowanych w polu pomiaru napięcia sieci SN o wszystkich sposobach pracy punktu neutralnego oraz dla rozruchu automatyki AWSCz w sieciach kompensowanych.

Nastawy czasowe zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych

Dobierając nastawy czasowe zabezpieczeń od skutków zwarć doziemnych należy kierować się kilkoma względami – najbardziej wpływającymi są jednak przepisy ochrony od porażen [5, 6] oraz wynikające z nich wartości dopuszczalnych napięć zakłóceń i dotykowych pojawiających się w stacjach SN/mn oraz sieci niskiego napięcia podczas zwarć doziemnych po stronie SN stacji. Jest bardzo silny związek pomiędzy wartością prądu zwarcia doziemnego a nastawą czasową zabezpieczeń od skutków zwarć doziemnych.

Stąd w sieciach kablowych uziemionych przez rezystor nie ma specjalnych ograniczeń czasowych – można zalecić nastawy z zakresu 0,3 – 1,0 sek. Dla sieci napowietrzno-kablowych i napowietrznych zaleca się jak najmniejsze nastawy, dla uniknięcia wyłączeń od stanów przejściowych można nie stosować nastaw z zakresu 0,05-0,15 sek, ale nastawy na poziomie 0,2-0,3 sek są jak najbardziej wskazane.

W sieciach z izolowanym punktem neutralnym nastawy czasowe podlegają regułom sieci uziemionych przez rezystor – dodatkowo nakłada się tutaj zjawisko znacznego prawdopodobieństwa zwarć wielokrotnych.

W sieciach kompensowanych zagrożenie porażeniowe jest najmniejsze, opóźnienia czasowe mogą być większe - tym bardziej, że występuje współpraca z AWSCz. Automatyka ta posiada zwłokę czasową dającą szansę samoczynnego zgaszenia zwarcia przez dławik. Zwłoka ta powinna być w zakresie 1 – 3 sek. W związku ze specyfiką działania AWSCz dla zabezpieczeń konduktancyjnych i kierunkowych powinna być spełniona zależność:

$$t_{wym} \geq 2t_E + t_{pSPZ} + 0,5 \quad \text{w sekundach} \quad (30)$$

w której:

t_{wym} – czas trwania wymuszania w cyklu AWSCz,

t_{pSPZ} – czas przerwy beznapięciowej w cyklu SPZ w polu liniowym (czas przerwy rozumiany jako nastawa w cyklu SPZ, a nie czas rzeczywisty),

t_E – opóźnienie czasowe zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych z polu liniowym.

Wartość 0,5 uwzględnia sumę przeciętnych czasów własnych wyłączników oraz uchybów czasowych zabezpieczeń i automatyki SPZ.

Pewne problemy mogą się pojawić w liniach zasilających rozdzielnie sieciowe. Należy tam zachować stopniowanie nastaw. Opóźnienie czasowe powinno wzrastać w stronę źródła składowej zerowej prądu – w sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor lub kompensowanych z AWSCz źródłem tym jest transformator uziemiający, a nie transformator zasilający.

Nastawy wybranych zabezpieczeń w polu transformatora uziemiającego i łącznika szyn

Zabezpieczenia rezerwowe dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych są: w polach:

- łącznika szyn w sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor, w sieciach kompensowanych – wyjątkowo, są to kryteria nadprądowe lub konduktancyjne, działają na otwarcie wyłącznika w tym polu,
- pomiaru napięcia, które działają tylko na sygnalizację, co w sieciach kompensowanych i z izolowanym punktem neutralnym jest wystarczające,
- transformatora uziemiającego.

W tym ostatnim przypadku w sieciach kompensowanych działają one tylko na sygnał, ale w sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor powodują obustronne wyłączenie transformatora zasilającego. Wynika to z faktu, że zabezpieczenie to jest podstawowe dla zwarć doziemnych na szynach zbiorczych rozdzielni SN powodując całkowite wyłączenie napięcia. Ze względu na tak poważne konsekwencje należy we właściwy sposób dobrać ich nastawę wg zależności podanych poniżej.

Dla pól z dławikiem kompensującym:

$$I_{nast} = \frac{U_{onast}}{U_{o\ max}} * \frac{I_{dl}}{\vartheta_{io}} \quad (31)$$

gdzie:

U_{onast} – nastawa zabezpieczenia zerowonapięciowego w polu pomiaru napięcia,

$U_{o\ max}$ – maksymalna wartość składowej zerowej napięcia po stronie wtórnej filtru składowej zerowej przy zwarciu bezrezystancyjnym (najczęściej jest to 100 V),

I_{dl} – nastawiony prąd dławika kompensującego,

ϑ_{io} - przekładnia przekładnika zasilającego zabezpieczenie.

W przypadku dławików o samoczynnej regulacji prądu indukcyjnego do wzoru (31) zamiast prądu dławika można wstawić prąd pojemnościowy sieci.

Dla pól z rezystorem można stosować wzór:

$$I_{nast} \geq k_b \beta_{ns} \frac{I_R}{\vartheta_{io}} \quad (32)$$

gdzie:

k_b – współczynnik bezpieczeństwa (można przyjmować równy 2),

β_{ns} – maksymalny współczynnik ziemnozwarciowy wynikający z asymetrii naturalnej sieci (dla sieci kablowej można przyjmować 0,01, dla napowietrzno-kablowych w granicach 0,02-0,05),

I_R – prąd znamionowy rezystora uziemiającego.

Uwagi dodatkowe

Najczęstsze przyczyny złego funkcjonowania zabezpieczeń od skutków zwarć doziemnych są następujące:

- źle zamocowane przekładniki Ferrantiego – brak przewleczenia połączenia z uziomem stacji przewodu od pancerza kabla lub żyły powrotnej, brak odizolowania głowicy kabla od konstrukcji nośnej,
- nieprawidłowe nastawy, które mogą prowadzić do zdarzeń zbędnych, ale również braku działania (np. zbyt duże $U_{onast.}$, spotyka się jeszcze wartość 35-40 V wynikającą z przestarzałego podejścia do tego problemu),
- nieprawidłowe działanie AWSCz – szczególnie przerwy obwód rezystora,
- złe sfazowanie obwodów U_o i I_o , jeśli jest to wymagane (np. dla zabezpieczeń kierunkowych),
- rzadko już spotykana wada, ale nieprawidłowa charakterystyka kryterium (można tu wymienić wycofywane RTEst-23),
- niedostosowanie nastaw do zmiennej konfiguracji sieci.

6. Zakończenie

W dobie powszechnie wprowadzanych konstrukcji cyfrowych okazuje się, że postępuje coraz większe skomplikowanie ich konfiguracji. Sam zasada doboru kryterium działania pozostała taka sama, jak w konstrukcjach elektromechanicznych czy statycznych analogowych, ale uzyskanie żądanych parametrów jest uzależnione od poznania zamysłów konstruktorów, a raczej programistów. Czasem można wyrazić obawę, że program do obsługi jest dla informatyka, a nie zabezpiezeniowca. Niektórzy producenci są mało elastyczni w dostosowywaniu się do wymogów projektantów czy eksploatacji. Może dojść do utraty pozytywnych aspektów techniki cyfrowej, jakimi są bardzo dobre właściwości (np. kształt charakterystyk w zabezpieczeniach odległościowych) konstrukcji cyfrowych, duża niezawodność, łatwość badania, różnorodność realizowanych funkcji. Urządzenia nazywane umownie „zabezpieczeniami” realizują również pomiary, sterowanie, rejestrację, komunikację, stąd do ich obsługi wymagane są różnorodne kwalifikacje.

Literatura

- [1] Żydanowicz J.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, t.I-III, WNT, Warszawa, 1979, 1985, 1987
- [2] Żydanowicz J., Namiotkiewicz M.: Automatyka zabezpieczeniowa w elektroenergetyce. WNT, Warszawa, 1983.
- [3] Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych. WNT, Warszawa, 1999.
- [4] Hoppel W., Lorenc J.: Dobór nastaw zabezpieczeń w polach linii średniego napięcia. Automatyka Elektroenergetyczna, 2/2003, ss.35-39.
- [5] PN-E-05115: Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV.

- [6] PN-IEC 60364-4-442: Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przed przepięciami. Ochrona instalacji niskiego napięcia przez przejściowymi przepięciami i uszkodzeniami przy doziemieniach w sieciach wysokiego napięcia
- [7] PN-IEC 60050-195: Międzynarodowy słownik terminologiczny elektryki. Uziemienia i ochrona przeciwporażeniowa.
- [8] PN/86-E88601: Przekładniki energoelektryczne. Przekładniki i zespoły automatyki energoelektrycznej. Terminologia.
- [9] Hoppel W., Lorenc J.: Podstawy doboru nastaw zabezpieczeń w polach ŚN. Automatyka Elektroenergetyczna, 1/2003, ss.45-50.
- [10] Hoppel J., Lorenc J.: Jak dobierać nastawy zabezpieczeń w polach funkcyjnych rozdzielni średniego napięcia . Automatyka Elektroenergetyczna, 3/2003, ss.35-39.