

Albin Trybus

Zakład Energetyczny Gliwice

## WYBRANE ZAGADNIENIA AUTOMATYKI ZABEZPIECZENIOWEJ SIECI ŚREDNIEJ NAPIĘCIA

Streszczenie. W artykule omówiono problem braku selektywności prądowej zabezpieczeń przetężeniowych przy przeciążeniach pozakłóceniovych spowodowanych samorozruchem dużych silników. W oparciu o doświadczenia eksploatacyjne określono wymagania odnośnie układów automatyki SZR oraz programu automatyki dwukrotnego SPZ.

1. Wstęp

Automatyka zakłóceniovą spełnia coraz większą rolę w podnoszeniu niezawodności pracy sieci średnich napięć. Rosną więc wymagania, a równocześnie wraz z rozwojem sieci elektroenergetycznych warunki pracy automatyki są coraz trudniejsze. Dotychczas stosowane kryteria doboru nastawień przekąźników oraz rozwiązania schematów układów automatyki okazują się niewystarczające. Poniżej zostaną omówione wybrane zagadnienia automatyki zakłócenioviej wynikające z doświadczeń eksploatacyjnych w sieciach średniego napięcia na terenie Zakładu Energetycznego Gliwice.

2. Selektywność działania zabezpieczeń przetężeniowych przy przeciążeniach pozakłóceniovych

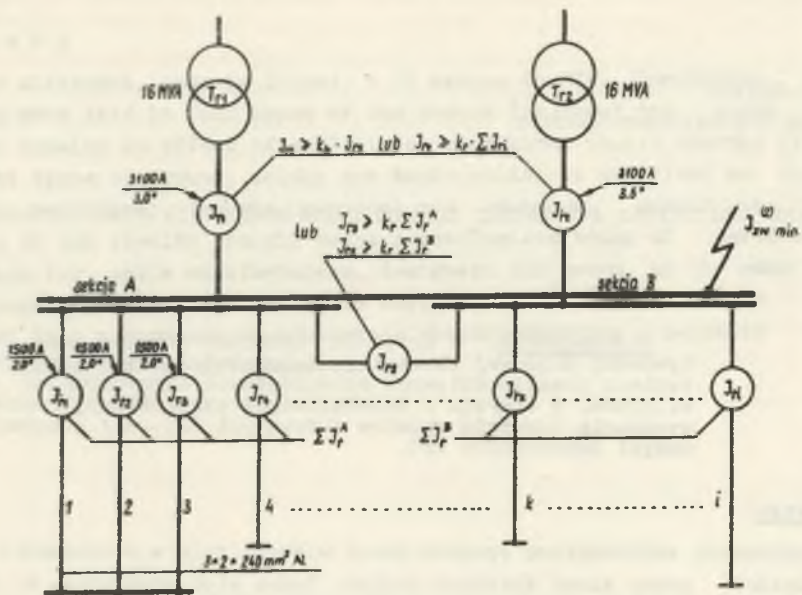
Zgodnie z przyjętymi dotychczas zasadami, nastawienie prądu rozruchu zabezpieczeń przetężeniowych transformatorów oraz linii odpiływowych w stacjach redukcyjnych WN/SN dobiera się do wartości nominalnej prądu obciążenia transformatora lub linii wg zależności:

$$I_r = (1,8 \div 2,2) I_n, \quad (1)$$

gdzie  $I_r$  - pierwotna wartość prądu rozruchu zabezpieczenia przetężeniowego linii lub transformatora

$I_n$  - prąd nominalny linii lub transformatora.

Tak obliczone wartości pokazano przykładowo na rys. 1 przedstawiającym typowy układ stacji redukcyjnej WN/SN.



Rys. 1. Układ rozdzielni średniego napięcia zasilanej z dwu transformatorów redukcyjnych  $T_{r1}$  i  $T_{r2}$

$I_{r1}$  -  $I_{r2}$  - prądy rozruchu zabezpieczeń przetężeniowych pól odpywowych,  
 $I_r^A$  -  $I_r^B$  - suma prądów rozruchu zabezpieczeń pól odpywowych sekcji A i B,  
 $I_{rS}$  - prąd rozruchu zabezpieczenia przetężeniowego transformatora,  $k_r$  -  
 współczynnik równoczesności wystąpienia maksymalnych przeciążeń ( $k_r \leq 1$ )  
 $k_b$  - współczynnik bezpieczeństwa ( $k_b = 1,05 \div 1,1$ )

Przyjęcie nastawień według powyższego kryterium prowadzi jednak do nie-selektywnych wyłączeń transformatorów w czasie zakłóceń w sieci odbiorczej zasilanej z tych transformatorów. Następuje to na skutek braku selektywności prądowej występującej przy przetężeniach pozakłóceniovych spowodowanych samorozruchem dużych silników zainstalowanych u odbiorców przemysłowych. Należy zaznaczyć, że stopniowanie czasowe zabezpieczeń odpywów w stosunku do zabezpieczenia transformatora, gwarantujące selektywność przy zwarcia, jest nie skuteczne w przypadku przeciążeń pozakłóceniovych, gdyż w tych warunkach nie wszystkie zabezpieczenia mają warunki pobudzenia.

Problem polega na tym, że suma nastawień prądu rozruchu zabezpieczeń przetężeniowych wszystkich linii odpywowych, a często nawet tylko kilku linii pracujących równolegle przewyższa wartość prądu rozruchu zabezpieczenia transformatora zasilającego. Warunki nie-selektywnego działania za-

bezpieczenia transformatora występują po wyłączeniu zwarcia 3-biegunowego zaistniałego w pobliżu szyn stacji zasilającej, na linii odpływowej wyposażonej w zabezpieczenie z kilkusekundowym (1,5 - 2,5s) opóźnieniem działania. Pobudzone w czasie zwarcia zabezpieczenie transformatora nie odzwbudza się po wyłączeniu linii uszkodzonej, gdyż jego działanie jest podtrzymywane przepływem prądu samorozruchu silników, prądu o wartości wystarczającej do podtrzymania działania zabezpieczenia transformatora, a równocześnie za małej do pobudzenia zabezpieczeń linii odpływowych.

Chcąc uniknąć nieselektywnego działania zabezpieczeń transformatorów zasilających należy dobierać wartość prądu rozruchu tych zabezpieczeń z uwzględnieniem nie tylko stopniowania czasowego, ale i prądowego, tj. wg następujących zależności uwidoczonych również na rys. 1.

- dla zabezpieczenia sprzęgła

$$I_{rs} > k_r \cdot \sum I_r^A \quad \text{oraz} \quad I_{rs} \geq k_r \cdot \sum I_r^B \quad (2)$$

- dla zabezpieczeń transformatorów

$$I_{rt} \geq k_b \cdot I_{rs} \quad \text{oraz} \quad I_{rt} \geq k_r \cdot \sum I_{rt} \quad (3)$$

gdzie  $I_{rs}$  i  $I_{rt}$  - prąd rozruchu zabezpieczeń przetężeniowych sprzęgła i transformatora;

$k_r$  - współczynnik równoczesności wystąpienia maksymalnych przeciążeń;

$k_b$  - współczynnik bezpieczeństwa (1,05 - 1,1).

Spełnienie pierwszego kryterium dla zabezpieczenia transformatora jest ze względu na możliwość zasilania każdej sekcji z drugiego transformatora przy równoczesnym wyłączeniu transformatora przynależnego, zaś spełnienie kryterium drugiego uzasadnione jest możliwością pracy wszystkich odbiorców na nie dzielony system szyn zbiorczych przy zasilaniu tylko jednym transformatorem.

Z doбором nastawień wg powyższych kryteriów wiążą się następujące istotne trudności:

- w większości spotykanych w praktyce przypadków brak jest możliwości określenia wartości współczynnika równoczesności  $k_r$ , co zmusza do przyjęcia najwyższej możliwej jego wartości, tj.  $k_r = 1$ ; prowadzi do bardzo dużych wartości prądu rozruchu zabezpieczeń przetężeniowych transformatorów i sprzęgieł;

- występujący zwykle mieszany charakter sieci odbiorczej przemysłowo-komunalnej, nie zezwala z jednej strony na złagodzenie warunków samorozruchu silników przez obniżenie czasów działania zabezpieczeń

zwykle krótkich linii zasilających rozdzielnie głównych zakładów przemysłowych, a z drugiej strony zwiększenie prądu rozruchu zabezpieczeń transformatora jest niemożliwe ze względu na potrzebę zainstalowania odpowiedniej czułości dla rezerwowania długich ciągów kablowych zasilających odbiory komunalne.

Problem ten wydaje się być możliwy do rozwiązania jedynie pod warunkiem zastosowania dwustopniowych zabezpieczeń przetężeniowych transformatorów. Zabezpieczenie stopnia pierwszego powinno posiadać normalne, wynikające ze stopniowania nastawienie czasowe oraz wysokie nastawienie prądu rozruchu spełniające warunek czułości przy dwubiegunowym zwarciu na szynach zbiorczych, tj:

$$I_{rt} \leq k_{cz} I_{zw}^{(2)} \text{ min.} \quad (4)$$

- gdzie  $I_{rt}$  - prąd rozruchu pierwszego stopnia zabezpieczenia przetężeniowego transformatora;  $k_{cz}$  - współczynnik czułości (1,5 - 2,0);
- $I_{zw} \text{ min.}$  - najmniejsza wartość prądu zwarcia dwubiegunowego przy zakłóceniu na szynach zbiorczych stacji redukcyjnej.

Zabezpieczenie stopnia drugiego należy nastawić prądowo nisko w zależności od wartości nominalnej prądu obciążenia transformatora, tj. wg zależności (1) zaś opóźnienie czasowe przyjąć duże np. rzędu kilkunastu sekund, tj. o wartości większej od najdłuższego czasu trwania samorozruchu silników. Tak więc zabezpieczenie stopnia drugiego spełniające warunek rezerwowania przy zwarciach odległych jest odstrojone od prądu samorozruchu silników czasowo. Wymaganą wartość opóźnienia czasowego zabezpieczenia można określić na podstawie pomiarów oscylograficznych wykonanych np. podczas prób ruchowych automatyki SZR dla różnych czasów przerw beznapięciowych.

### 3. Wymagania odnośnie automatyki SZR w świetle doświadczeń eksploatacyjnych

Automatyka SZR jako jedyny ze stosowanych w sieciach średnich napięć układów automatyki nie posiada do tej pory fabrycznie produkowanych zestawów przekaźnikowych. Jest ona zwykle wykonywana z pojedynczych przekaźników nie najlepiej przystosowanych do bardzo trudnych warunków ich pracy. Poza tym nie zostały ujednocnione poglądy na temat funkcji i sposobu rozwiązania tej automatyki. Stosowane więc układy w różnych okręgach energetycznych różnią się znacznie między sobą, przy czym obserwuje się tendencje do nadmiernej ich komplikacji, co zwiększa zawodność tych układów.

Opierając się na doświadczeniach eksploatacyjnych należy stwierdzić, że osiągnięcie należytej niezawodności jest możliwe pod warunkiem spełnienia odpowiednich wymagań tj. w szczególności układy automatyki SZR powinny:

- być jednokierunkowe bez samoczynnego powrotu układu zasilania do stanu przed cyklem SZR
- posiadać kontrolę obecności napięcia źródła rezerwowego, zaniku napięcia źródła podstawowego oraz kontrolę zaniku napięcia resztkowego
- działać z opóźnieniem przy zaniku napięcia oraz bez dodatkowego opóźnienia przy samoczynnym otwarciu wyłącznika zasilania podstawowego
- działać jednokrotnie oraz powodować bezzwłoczne wyłączenie przy załączeniu na zwarcie,
- niezawodnością działania co najmniej dorównywać innym układom automatyki zakłóceńowej.

Tendencje wykonywania zbyt uniwersalnych układów automatyki SZR prowadzą do konstruowania układów dwukierunkowych, tj. umożliwiających zamianę roli zasilania podstawowego na rezerwowe i odwrotnie. Wymaga to stosowania dwu równorzędnych układów lub skomplikowanego programowania przy pomocy odpowiedniego wielosegmentowego przełącznika. Argumentem stosowania dwukierunkowej automatyki SZR jest chęć zwiększania elastyczności układów dwukierunkowych. Zbędne jest również przystosowanie układów automatyki SZR do samoczynnego powrotu układu zasilania do stanu przed cyklem SZR. Każde automatyczne przełączenie kryje w sobie ryzyko zawiedzenia. W przypadku samoczynnego powrotu przy zawiedzeniu np. wyłącznika zasilania podstawowego nastąpi nie potrzebny trwały zanik napięcia. Tak więc wynik działania SZR-u w układzie z samoczynnym powrotem w przypadku jego zawiedzenia jest zaprzeczeniem celu jego stosowania. Należy podkreślić, że celem stosowania SZR jest zapobieganie przerw zasilania. Przełączenie do układu wyjściowego powinno być wykonywane ręcznie przez obsługę. Daje to gwarancję prawidłowego wyboru, najdogodniejszego terminu i sposobu przełączenia bez zagrożenia powstania długotrwałej przerwy w zasilaniu.

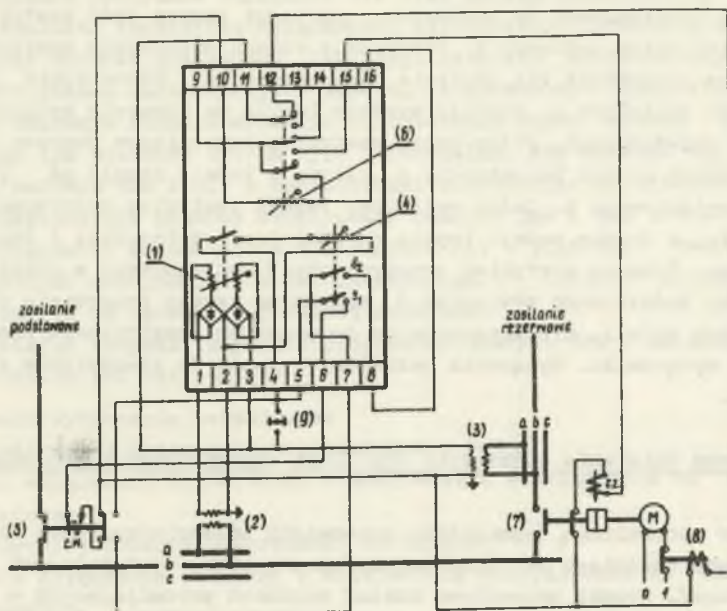
Obecność napięcia źródła rezerwowego oraz zanik podstawowego powinny być kontrolowane nie tylko w czasie otwierania wyłącznika zasilania podstawowego, ale również i w momencie zamykania wyłącznika zasilania rezerwowego. Układy nie posiadające takiej kontroli w czasie załączenia rezerwy mogą dopuścić do groźnego w skutkach załączenia na opozycję faz napięcia rezerwowego oraz napięcia resztkowego generowanego przez silniki asynchroniczne i synchroniczne. Udar prądu przy takim łączeniu może osiągnąć ponad dziesięciokrotną wartość prądu nominalnego silników biorących udział w samorozruchu. Zastosowanie w układach automatyki SZR blokady napięcia resztkowego eliminuje możliwość opisanych przetężeń oraz potrzebę stosowania zbędnych dodatkowych opóźnień załączenia rezerwy.

Ważnym zagadnieniem pod względem bezpieczeństwa obsługi jak i ograniczenia uszkodzeń urządzeń jest sposób rozwiązania zabezpieczeń pól zasilania rezerwowego. Wyłączniki zasilania rezerwowego powinny być wyposażo-

ne w zabezpieczenia bezzwłoczne lub działające z niewielkim opóźnieniem rzędu 0,25 s w celu ograniczenia skutków ewentualnego łączenia na zwarcie. Zabezpieczenia te powinny być samoczynnie blokowane krótko po zadziałaniu SZR. Wskazaniem byłoby również blokowanie automatyki SZR w przypadku, gdy wyłączenie zasilania podstawowego nastąpiło na skutek zwarcia na szynach zbiorczych, jednak nie powinno to być wykonywane przy użyciu normalnych zabezpieczeń przetężeniowych. Taką blokadę np. można zrealizować wykorzystując opisane w p. 1 zabezpieczenie przetężeniowe transformatora z wysokim nastawieniem prądowym z zastosowaniem dodatkowej kontroli niepobudzenia się zabezpieczeń na odpływach.

Pospolite układy automatyki SZR wykonywane z oddzielnych przekaźników elektromechanicznych charakteryzują się dużym stopniem zawodności, wynikającym z faktu posobnego łączenia trzech zestyków przekaźników napięciowych pełniących rolę kontroli napięcia źródła zasilania podstawowego i rezerwowego. Części ruchome organów pomiarowych tych przekaźników w czasie normalnej pracy pozostają stale pod pełnym momentem wzbudzającym i ulegają silnym wibracjom. Drgania części ruchomych powodują nadmiernie szybkie zużycie łożysk lub innych elementów, co w konsekwencji prowadzi do częstego zacinalania się członów rozruchowych i nie działania automatyki SZR. Należy zaznaczyć, że człony rozruchowe wszystkich innych układów automatyki zabezpieczeniowej w warunkach pełnego momentu wzbudzającego pracują jedynie krótkotrwale w czasie trwania zakłóceń. Wyżej opisanej wady nie posiada produkowany i stosowany w Zakładzie Energetycznym Gliwice przekaźnik typu RZR, którego układ połączeń zewnętrznych i wewnętrznych przedstawia rys. 2. Sam przekaźnik RZR jak i układ pokazany na tym rysunku spełnia wszystkie wyżej podane wymagania, przy czym nie przedstawiono tu jedynie sposobu rozwiązania bezzwłocznego wyłączenia przy załączeniu na zwarcie.

Przekaźnik RZR składa się z trzech członów, tj. rozruchowego, zwłocznego i wyjściowego. Jako członu rozruchowego (1) pełniącego funkcję kontroli zaniku napięcia na źródle podstawowym i obecności na źródle rezerwowym użyto przekaźnika nadmiarowo-napięciowego działającego na różnicę napięć skutecznych. Jedno z dwu uzwojeń tego przekaźnika zasilane jest napięciem źródła podstawowego, zaś drugie napięciem źródła rezerwowego. Kierunki działania strumieni magnetycznych, wytworzone przez każde z uzwojeń, są skierowane przeciwnie i w czasie normalnej pracy strumień wypadkowy jest równy zero. Przy odpowiednim obniżeniu się wartości napięcia zasilania podstawowego, wzrasta wartość strumienia wypadkowego powodując działanie członu rozruchowego. Człon zwłoczny (4) pobudzany zestykiem członu rozruchowego jest wyposażony w dwa zestyki, z których jeden zwłoczny  $s_1$  służy do opóźnienia otwarcia wyłącznika zasilania podstawowego, zaś drugi bezzwłoczny  $s_2$  do blokowania załączenia rezerwy do momentu, gdy napięcie na szynach nie obniżyło się do odpowiedniej wartości.



Rys. 2. Układ połączeń wewnętrznych i zewnętrznych przekaźnika typu RZR w układzie rezerwy jawnej

1 - człon rozruchowy mierzący; 2 - przekładnik napięciowy zasilania podstawowego; 3 - przekładnik napięciowy zasilania rezerwowego; 4 - człon zwrotny; 5 - wyłącznik zasilania podstawowego; 6 - człon wyjściowy; 7 - wyłącznik zasilania rezerwowego; 8 - stycznik zbrojenia napędu silnikowego

Tak wykonany przekaźnik osiąga duży wskaźnik niezawodności. Ilość przekaźników w członie rozruchowym została zmniejszona z trzech do jednego, człon rozruchowy działający na różnicę napięć w normalnych warunkach rozruchowych nie jest wzbudzony przez co jego części ruchome nie są narażone na wibracje. Niesymetryczny układ magnetyczny tego członu powoduje jego niedziałanie przy zaniku napięcia rezerwowego nie dopuszczając tym samym do zbędnego opadania optycznego wskaźnika zadziałania. Dodatkową pozytywną cechą tego przekaźnika jest możliwość łatwego wykonania kontroli zaniku napięcia rezerwowego w momencie złączenia przez wykorzystanie zestyku  $s_2$ . Poza tym układ połączeń wewnętrznych umożliwia jego stosowanie w różnych układach automatyki i łatwe wykonanie blokady jednokrotnego załączenia dla różnych rodzajów wyłączników. Przekaźnik może być stosowany zarówno w układach z pomocniczym napięciem stałym, jak i przemiennym.

Działanie układu podanego na rys. 2, który przedstawia przykładowo automatykę SZR współpracującą z wyłącznikiem napędzie zasobnikowo-sprężynowym zbrojonym przy pomocy silnika, jest następujące:

człon rozbuchowy 1 przyłączony do przekaźników 2 i 3 przy obniżeniu się napięcia podstawowego do nastawionej wartości zamyka swój zestyk zwierny pobudzając człon zwłoczny 4. Pobudzenie członu zwłocznego następuje pod warunkiem utrzymania się napięcia rezerwowego na odpowiednim poziomie. Zwłocznym zestykiem  $s_1$  zostaje wysłany impuls na otwarcie wyłącznika 5 zasilania podstawowego, który swoim zestykiem pomocniczym poprzez uprzednio przygotowany zestyk bezzwłoczny  $s_2$  członu 4 podaje impuls na pobudzenie członu wyjściowego 6. Człon wyjściowy jednym zestykiem podtrzymuje swoje działanie, a drugim podaje impuls na zamknięcie wyłącznika 4 zasilania rezerwowego. Trzecim zestykiem przerywa obwód wzbudzonego w stanie normalnej pracy dodatkowego stycznika 8 powodując trwałe przerwanie obwodu zasilającego silnik, nie dopuszczając do ponownego nazbrojenia napędu i zamknięcia wyłącznika. Wyłącznik pakietowy 9 służy do odstawienia automatyki i ruchu.

### 3. Program działania automatyki SPZ linii napowietrznych średniego napięcia

Wybór optymalnego rozwiązania automatyki zabezpieczeniowej linii napowietrznych średniego napięcia zależy od struktury występujących w tej sieci zakłóceń. Wysoki procentowo udział zakłóceń przemijających w łącznej ilości występujących w liniach napowietrznych średniego napięcia zakłóceń ma poważny wpływ zarówno na jej konfigurację, jak i na sposób likwidacji tych zakłóceń. Prawidłowa konfiguracja sieci napowietrznych średniego napięcia charakteryzuje się długimi ciągami liniowymi z licznymi odgałęzieniami z niewielką ilością łączników sekcjonujących. Decydują o tym względy ekonomiczne. Nie opłaca się bowiem instalować zbyt dużej ilości odłączników automatycznych lub wyłączników sekcjonujących dla odcinania (sekcjonowania) poszczególnych jej elementów w przypadku zaistnienia rzadko występującego, zakłócenia trwałego. Należy zaznaczyć, że zysk ze stosowania łączników sekcjonujących jest zwykle pozorny, gdyż wiąże się to ze zwiększeniem opóźnień czasowych działania zabezpieczeń przetężeniowych, co z kolei powoduje wzrost liczby wtórnych uszkodzeń na skutek przepalania się połączeń mostkowych przewodów roboczych linii. Tak więc główny nacisk w procesie likwidacji zakłóceń należy położyć na likwidację zakłóceń przemijających. Cel ten uzyskuje się przez stosowanie automatyki SPZ. Wyniki przeprowadzonych w ostatnim okresie badań wskazują na fakt występowania dwu rodzajów zakłóceń przemijających, tj. szybko i wolno przemijających. Dla likwidacji zakłóceń pierwszego rodzaju wystarczy stosowanie automatyki SPZ o działaniu jednokrotnym, natomiast likwidację zwarć wolno przemijających, jest możliwa pod warunkiem stosowania SPZ o działaniu dwukrotnym. Automatyka SPZ o działaniu dwukrotnym wymaga specjalnego programowania odpowiednich cykli działania samego SPZ, jak również programowania współpracujących z tą automatyką zabezpieczeń przetężeniowych linii.



Dla ustalenia programów działania SPZ oraz zabezpieczeń należy wziąć pod uwagę zdolność łączeniową wyłącznika, wytrzymałość termiczną zwarcio-  
wą linii oraz warunki skutecznej likwidacji zakłóceń wolnoprzemijających. Bezwzględnie jednak należy przyjąć zasadę, że stosowanie dwukrotnego SPZ nie może w znacznym stopniu wydłużyć sumarycznego czasu trwania zwarcia. Program poza tym powinien być na tyle uniwersalny, aby nadawał się do za-  
stosowania zarówno dla linii z wyłącznikami sekcjonującymi wyposażonymi w  
zwykłe zabezpieczenia prądowe stopniowane czasowo jak i dla linii wyposa-  
żonych w odłączniki automatyczne otwierające się w przerwie bezprądowej  
lub w wyłączniki sekcjonujące z zabezpieczeniami, których selektywność  
działania oparto na zasadzie zliczania impulsów.

Uwzględniając powyższe kryteria program automatyki SPZ o działaniu dwu-  
krotnym powinien być następujący:

- pierwsze wyłączenie bezzwłoczne
- czas pierwszej przerwy bezprądowej 0,4 - 1,5 s
- drugie wyłączenie bezzwłoczne z możliwością przełączenia na działa-  
nie zwłoczne
- czas drugiej przerwy bezprądowej co najmniej 10 s
- trzecie wyłączenie zwłoczne z możliwością przełączenia na działanie  
bezzwłoczne.

Zastosowanie pierwszego wyłączenia bezzwłocznego pozwala szybko likwi-  
dować zakłócenia przemijające występujące na całej długości linii również  
za odgałęzieniami wyposażonymi w łączniki sekcjonujące.

Dobór czasu pierwszej przerwy jest zależny od wrażliwości odbiorów przy-  
łączonych do danej linii oraz od zdolności gaśnięcia łuku zwarcioowego. Do-  
godniejsze warunki skutecznego gaszenia łuku występują przy górnej grani-  
cy czasu przerwy. Kierując się zaś warunkami pracy odbiorców należy dążyć  
do skrócenia czasu pracy do granicy dolnej.

Chcąc realizować dwukrotny SPZ na całej długości linii wraz z jej odgałę-  
zieniami wyposażonymi w łączniki sekcjonujące konieczne jest stosowanie  
drugiego wyłączenia bezzwłocznego. Drugie wyłączenie zwłoczne może być  
stosowane jedynie w przypadkach, gdy odgałęzienia są wyposażone w odłącz-  
niki automatyczne, o ile świadomie rezygnuje się z likwidacji zakłóceń  
wolnoprzemijających w celu uzyskania udanego cyklu SPZ linii przy zwarciu  
trwałym na jej odgałęzieniu.

Czas drugiej przerwy bezprądowej zależy od czasu zbrojenia napędu wy-  
łącznika oraz od czasu dozwolonego przez wytwórcę (czas po którym dozwol-  
one jest drugie wyłączenie). Poza tym wydaje się koniecznym przyjąć  
zasadę, że o ile druga próba załączenia ma być skuteczniejsza od pierw-  
szej, to powinna być realizowana po znacznie dłuższej przerwie. Istnieje  
wówczas możliwość lepszej dejonizacji przestrzeni połukowej oraz większe  
prawdopodobieństwo np. zmiany chwilowo występujących bardzo korzystnych  
warunków do powtórnego zapalenia się łuku (silny chwilowo podmuch wiatru  
przejściowo duży opad atmosferyczny itp.).

Trzecie wyłączenie zwłoczne jest niezbędne dla selektywnego otwarcia wyłącznika sekcjonującego z zabezpieczeniem stopniowanym czasowo lub wyłączników transformatorów odbiorczych w przypadku zaistnienia zakłócenia trwałego. Wyłączenie bezzwłoczne mogłoby być stosowane w przypadku linii z odgałęzieniami wyposażonymi w odłączniki automatyczne wówczas, gdy drugie wyłączenie przyjęto zwłoczne.

#### LITERATURA

1. Mestres Cl.: Ciągłość zasilania a działanie zabezpieczeń. Tłum. z franc. czasopisma Revue Générale de l'Électricité 1970 nr 11.
2. Kowalewski B.: Doświadczenia eksploatacyjne w zakresie urządzeń dwukrotnego SPZ, Energetyka Nr 12 (92) grudzień 1969 r.
3. Szyke J.: Doświadczenia eksploatacyjne w zakresie stosowania urządzeń trzykrotnego SPZ, Biuletyn Postępu Techn. Nr 2.(74), marzec 1971 r.
4. Ciszewski W.: Zabezpieczenia i automatyka sieci elektroenergetycznych we Francji, Energetyka Nr 9 213 1971 r.

#### НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СЕТЕЙ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

#### Р е з ю м е

В статье рассмотрена проблема отсутствия селективности токовой защиты при послеаварийных перегрузках, вызванных самопуском крупных двигателей. На основе эксплуатационного опыта определены требования к схемам АЗР и программе автоматизации АПВ.

#### SOME SPECIAL PROBLEMS OF THE MEDIUM VOLTAGE NETWORK PROTECTION AND AUTOMATION

#### S u m m a r y

The paper deals with the non-selective operation of the over-current protection in after-fault conditions caused by self-starting, large power high voltage motors. On the basis of the operational experience requirements are being determined for automatic emergency feed reclosure schemes and for double-shot auto-reclosure operation.