

# **Wybrane zagadnienia wynikające z doświadczeń w zakresie projektowania EAZ w układach wyprowadzenia mocy z generatorów 900-1000 MW**

Marek Woch - ENERGOTEST

## **Streszczenie**

W referacie omówiono zagadnienia dotyczące praktycznych rozwiązań projektowych zespołów Elektroenergetycznej Automatyki Zabezpieceniowej (EAZ) dedykowanych dla układów wyprowadzenia mocy złożonych z generatora dużej mocy - 1000 MW, transformatora blokowego, dwóch transformatorów odczepowych i transformatora wzbudzenia, wynikające z doświadczeń firmy Energotest zdobytych podczas realizacji projektu szaf zabezpieczeń dla obecnie budowanych w Polsce bloków energetycznych o mocy 1000 MW. W treści artykułu opisano zastosowaną konfigurację zabezpieczeń elektrycznych bloku, rozwiązania układowe niezwodnego zasilania zespołów, obwodów pomiarowych, wejść dwustanowych oraz wyjść wyłączających i sygnalizacji, a także strukturę zewnętrznych rejestratorów zakłóceń i komunikacji cyfrowej zespołów zabezpieczeń z nadrzędnym systemem sterowania SCADA.

## **1. Wstęp**

Wzrost mocy zapotrzebowanej i dążenie do zmniejszenia kosztów jednostkowych produkcji energii elektrycznej spowodował trwającą od wielu lat widoczną tendencję budowy bloków opartych o generatory dużych mocy, przekraczających wartość 1000 MW.

Budowa ich postawiła przed projektantami układów zabezpieczeń nowe zadania poszukania coraz to lepszych rozwiązań w zakresie EAZ, które zapewnią niezawodność i pewność działania, selektywność czyli zdolność do wyłączania tylko elementów układu pierwotnego dotkniętych awarią i wybiórczość, a tym samym zdolność do wykrywania określonego rodzaju zakłócenia w przypadku stwierdzenia, że spełnione są kryteria charakterystyczne dla danego rodzaju awarii np. pojawienie się różnicy prądów, asymetria obciążenia, przewzbudzenie generatora lub transformatorów, poślizgu biegunów, wzrost prądu, napięcia, częstotliwości, spadek napięcia, impedancji lub częstotliwości itd.. Obecnie stosowana technika mikroprocesorowa wykorzystywana do budowy przekaźników zabezpieczeniowych o złożonych algorytmach działania daje możliwość budowy zespołów wyposażonych we wszystkie niezbędne funkcje zabezpieczeniowe konieczne do ochrony bloku przed skutkami różnych awarii, zwarć i przeciążeń ruchowych.

Obecnie w Polsce w Elektrowni Kozienice pracuje blok o mocy 1100 MW, a w Elektrowni Bełchatów o mocy 850 MW. W budowie pozostają dwa bloki w Elektrowni Opolu o mocy 900 MW każdy i jeden w Elektrowni Jaworzno o mocy 910 MW. W niedalekiej przyszłości planowana jest budowa bloku o mocy około 1000 MW w Elektrowni Ostrołęka.

Zagadnienia będące przedmiotem niniejszego opracowania opisane zostaną na przykładzie układu wyprowadzenia mocy z generatora 1000 MW, którego schemat strukturalny pokazano na rys.1.

Cechą tego układu, charakterystyczną dla obecnie nowo projektowanych i budowanych bloków dużej mocy jest zastosowanie dwóch wyłączników po stronie WN - 400 kV. Pierwszy zabudowany na terenie elektrowni, na przedpolu transformatora blokowego, na początku linii blokowej w rozdzielni wykonanej w izolacji SF6, spełniający funkcje wyłącznika blokowego i wykorzystywany do synchronizacji generatora z siecią lub podania napięcia na transformator za pośrednictwem części stosowanej układu do pofazowego załączania transformatora blokowego pod napięcie, w celu ograniczenia negatywnych skutków działania na transformator prądu magnesującego. Drugi wyłącznik zainstalowany w rozdzielni sieciowej WN - 400 kV - zwany sieciowym, wykorzystywany jest do podania napięcia na linię blokową i do planowego lub awaryjnego wyłączenia linii po zadziałaniu zabezpieczeń linii.

Zastosowanie dwóch wyłączników po stronie WN wymaga odpowiedniej koordynacji sterowania awaryjnego przez zabezpieczenia bloku i linii blokowej i zainstalowanych w polach wyłącznika sieciowego w stacji WN.

## **2. Wybrane zagadnienia projektowe systemu zabezpieczeń na przykładzie bloku 1000 MW**

Proces projektowania układu pierwotnego, układu EAZ bloku oraz pozostałych instalacji związanych z wyprowadzeniem mocy z generatora jest złożony i bardzo rozproszony. Głównym źródłem założeń dla projektu wykonawczego zabezpieczeń jest Generalny Projektant, który wydaje założenia projektowe w formie instrukcji projektowania zawierającej schematy strukturalne, listy przepływu sygnałów między powiązаныmi ze sobą układami pomiarowymi i sterowania. Generalny Projektant określa również standard

wykonania dokumentacji w formie papierowej i elektronicznej oraz precyzuje sposób przekazywania założeń poszczególnym uczestnikom procesu projektowania. Założenia Generalnego Projektanta są zgodne z SIWZ wydanym wcześniej przez Inwestora wszystkim podmiotom uczestniczącym w przetargu na wykonanie danej Inwestycji. Rozproszenie procesu projektowego polega między innymi na tym, że poszczególne elementy układu wyprowadzenia mocy, które będą musiały być uwzględnione podczas wykonywania projektu zabezpieczeń bloku w tym obwody wtórne przekładników prądowych i napięciowych, obwody wtórne transformatorów: blokowego i odczepowych wraz zabezpieczeniami technologicznymi, obwody sterowania zespołu wyłącznika generatora z odłącznikiem generatora i uziemnikami, obwody wtórne w szafie zera generatora, obwody pomiarowe i sterowania w rozdzielniach potrzeb własnych itd., projektowane są przez różne pomioty i dostarczane projektantowi zabezpieczeń bloku w różnym czasie. Z tego też powodu ostateczne skoordynowanie projektu zabezpieczeń z obwodami zewnętrznymi jest bardziej złożone niż przy mniejszych blokach.

W procesie projektowania zespołów zabezpieczeń dla układów wyprowadzenia mocy z generatorami o bardzo dużej mocy, np. 1000 MW obowiązują praktycznie takie same ogólne zasady doboru funkcji zabezpieczeniowych i sterowania awaryjnego jak dla bloków o mniejszej mocy. Jednak sama wielkość zabezpieczanego obiektu i wynikająca stąd świadomość możliwych strat, które mogą być skutkiem nie wykrytej przez zabezpieczenia awarii z powodu np. nieoptymalnej konfiguracji zabezpieczeń, budzą w nas respekt. Istotnym kryterium jest pewność działania zastosowanych rozwiązań układowych. W związku z tym bardzo duży nacisk kładziony jest na niezawodność zasilania zespołów zabezpieczeń napięciem pomocniczym, na niezawodność działania terminali zabezpieczeniowych i zapewnienie redundancji funkcjonalnej i kryterialnej wszystkich zastosowanych funkcji zabezpieczeniowych. Spełnienie tych wymagań powinno w konsekwencji zapewnić 100% ochronę bloku przed skutkami wszystkich rodzajów awarii - zwarc i przeciążeń ruchowych, które mogą zaistnieć w obrębie bloku.

Praktycznym rozwinięciem powyższych założeń i wymagań są doświadczenia naszej firmy zdobyte podczas wykonywania projektu zabezpieczeń dla budowanego w Polsce bloku o mocy 1000 MW, które opisane zostały poniżej.

## **2.1. Struktura układu wyprowadzenia mocy i konfiguracja zabezpieczeń**

Schemat strukturalny wyprowadzenia mocy z przypisaniem funkcji zabezpieczeniowych do rdzeni przekładników prądowych i napięciowych pokazano na rys. 1.

Cechą charakterystyczną tego układu, a zarazem obserwowaną obecnie tendencją jest zastosowanie po stronie górnego napięcia układu wyprowadzenia mocy, dwóch wyłączników WN. Pierwszy wyłącznik Q101 zwany wyłącznikiem blokowym zainstalowany jest w rozdzielni 400 kV GIS zlokalizowanej na terenie w elektrowni. Drugi wyłącznik Q100.1 (Q100.2) zwany sieciowym znajduje się w rozdzielni WN - 400 kV i jest własnością operatora sieci w tym przypadku PSE. Wyłącznik blokowy wykorzystywany jest do synchronizacji generatora z siecią i załączania transformatora blokowego na bieg jałowy przez podanie napięcia, z będącej pod napięciem, linii blokowej np. podczas przygotowania układu do synchronizacji bloku za pomocą wyłącznika generatora. Wyłącznik sieciowy w stacji wykorzystywany jest jedynie do podawania napięcia z rozdzielni sieciowej 400 kV na linię blokową. Nie wykorzystuje się go do synchronizacji generatora z siecią. Oba wyłączniki spełniają ważną funkcję umożliwiającą w przypadku uszkodzeń na linii blokowej awaryjne odcięcie linii blokowej od wszystkich źródeł zasilania przez zabezpieczenia elektryczne zainstalowane w polu wyłącznika sieciowego w stacji 400 kV i w polu wyłącznika blokowego w rozdzielni 400 kV GIS w elektrowni. W takim przypadku możliwe jest wymuszone przejście bloku do stanu pracy na potrzeby własne (PPW).

Opisana wyżej struktura układu pierwotnego z dwoma wyłącznikami po stronie GN bloku wpłynęła na ogólną strukturę zabezpieczeń całego bloku.

W rozdzielni 400 kV GIS, w polu wyłącznika blokowego, zlokalizowano dwusystemowy, w 100% redundowany, układ zabezpieczeń linii blokowej złożony z zabezpieczenia różnicowego i odległościowego linii oraz zabezpieczeń ziemnozwoziowych  $I_{0>}$  i  $U_{0>}$ . Zabezpieczenia te powodują obustronne wyłączenie linii blokowej. Zabezpieczenia odległościowe linii blokowej „patrzące” wstecznie w kierunku bloku spełniają funkcje zabezpieczeń rezerwowych dla zabezpieczeń bloku i w takim przypadku mogą powodować z odpowiednią zwłoką czasową jego wyłączenie. Również zadziałanie rezerwy lokalnej wyłącznika blokowego w przypadku niesprawności wyłącznika spowoduje awaryjne wyłączenie bloku. W rozdzielni sieciowej 400 kV w polach wyłącznika sieciowego zainstalowano zabezpieczenia własne tych pól, które również reagują na zwarcia w linii blokowej powodując obustronne wyłączenie linii i współpracują z układem rezerwy lokalnej rozdzielni 400 kV.



w tym: 87L - zabezpieczenie różnicowoprądowe, odcinkowe linii, 21L - odległościowe linii, 50L, 51L - nadprądowe linii, 51NL - ziemnozwarciowe  $I_{0>}$  linii, 59NL - ziemnozwarciowe  $U_{0>}$  linii.

Drugim niezależnym układem zabezpieczeń jest układ zabezpieczeń bloku.

**Zasięgiem swojej ochrony obejmuje:** wszystkie szynoprzewody po stronie 27kV układu wyprowadzenia mocy, generator, transformator blokowy z punktem gwiazdowym oraz transformatory odczepowe z szynoprzewodami zasilającymi rozdzielnie potrzeb własnych. Układ zabezpieczeń bloku zlokalizowany jest w części elektrycznej budynku głównego bloku. Zaprojektowany jest jako dwusystemowy, wyposażony w 100% rezerwujące się funkcje zabezpieczeniowe. Cechą charakterystyczną układu jest zastosowanie rozwiązania w którym systemy A i B wyposażone są w przekaźniki zabezpieczeniowe różnych producentów. Jest to koncepcja, która może stać się zasadą przy projektowaniu układów zabezpieczeń dla nowobudowanych bloków. Wg identycznej idei zaprojektowane są zabezpieczenia linii blokowej. Charakterystyczne dla zabezpieczeń bloku jest również to, że do ochrony poszczególnych urządzeń układu wyprowadzenia mocy takich jak szynoprzewody, generator, transformatory zastosowano niezależne przekaźniki zabezpieczeniowe z aktywnymi odpowiednimi funkcjami zabezpieczeniowymi zamiast wielofunkcyjnego terminala wyposażonego we wszystkie niezbędne funkcje zabezpieczeniowe. Opisane cechy układu zabezpieczeń służą zwiększeniu niezawodności działania układu. Awaria jednego przekaźnika zabezpieczeniowego np. z powodu awarii wewnętrznego zasilacza nie powoduje unieczynnienia całego systemu zabezpieczeń. Przekaźniki różnych producentów różnią się wskaźnikami niezawodności i z tych powodów jednoczesna awaria przekaźników różnych producentów, które realizują te same funkcje zabezpieczeniowe lub zapewniają rezerwowanie dla ochrony przed określonym rodzajem zakłócenia jest mniej prawdopodobna niż przekaźników od tych samych producentów. Z tego punktu widzenia jest to dobre rozwiązanie.

Na załączonych zdjęciach nr 1, 2 pokazane są elewacje zaprojektowanych szaf obu systemów zabezpieczeń wg opisanej wyżej koncepcji.



*Zdjęcie 1. Szafy zabezpieczeń systemu A - widok na aparaty zabudowane na ramach wychylnych: terminale zabezpieczeniowe, szybkie przekaźniki wyłączające, gniazda testowe*



*Zdjęcie 2. Szafy zabezpieczeń systemu B - widok na aparaty zabudowane na ramach wychylnych: terminale zabezpieczeniowe, szybkie przekaźniki wyłączające, gniazda testowe*

System A zabezpieczeń oparto na przekaźnikach firmy Alstom, a system B na zabezpieczeniach firmy Siemens. Każdy z systemów składa się z dwóch szaf przy czym w pierwszej szafie każdego systemu zlokalizowano zabezpieczenia generatora i transformatora wzbudzenia, natomiast w drugiej zabezpieczenia transformatora blokowego, transformatorów odczepowych oraz jedno zabezpieczenie różnicowe bloku. Obwody wtórne przekładników prądowych i napięciowych w torze wyprowadzenia mocy i na transformatorach skonfigurowane są w taki sposób, aby każdy z systemów zabezpieczeń zasilany był z różnych rdzeni tych przekładników jak pokazano na rys. nr 1. Wyjątek stanowi 100% zabezpieczenie ziemnozwarciowe stojana generatora - 64S zasilane z jednego przekładnika napięciowego zainstalowanego w zerze generatora wspólnego dla obu systemów.

Każdy z systemów zabezpieczeń, w przypadku zadziałania zabezpieczenia odpowiednio do rodzaju awarii wysyła rozkazy sterowania awaryjnego powodujące: wyłączenie wyłącznika blokowego Q101, wyłącznika generatora - Q102, operacyjne odwzbudzenie generatora i wyłączenie wzbudzenia, wyłączenie wyłączników w polach zasilania podstawowego w rozdzielniach potrzeb własnych bloku Q102, Q105, Q104, Q106, wyłączenie turbiny. Systemy zabezpieczeń bloku nie działają na wyłączniki sieciowe w stacji WN, które awaryjnie sterowane są tylko przez zabezpieczenia linii blokowej zainstalowane w rozdzielni GIS-400 kV i w polach blokowych w stacji WN.

Dystrybucja sygnałów sterowania awaryjnego w poszczególnych terminalach zabezpieczeń bloku, zależnie od rodzaju wykrytego uszkodzenia, realizowana jest na zasadzie swobodnego programowania logiki działania przekaźników wyjściowych tych terminali i może być operacyjnie korygowana przez uprawnione służby eksploatacyjne za pośrednictwem stacji inżynierskiej zabezpieczeń.

Rozkazy sterowania awaryjnego grupowane są w terminalach w zależności od rodzaju stanu awaryjnego bloku wykrywanego przez dane zabezpieczenie. Dla przedmiotowego bloku zastosowano następujące grupy sterowania awaryjnego:

Grupa I - powoduje odcięcie bloku od sieci w tym wyłączenie wyłącznika blokowego Q101 w Elektrowni i przejście bloku do pracy na potrzeby własne. Działanie Grupy I pobudza rezerwę lokalną wyłącznika blokowego - Q101.



Grupa II - powoduje wyłączenie części elektrycznej bloku przez wyłączenie wyłączników: blokowego - Q101 i generatorowego - Q102, powoduje operacyjne odwzbudzenie generatora i wyłączenie wzbudzenia, oraz wyłączenie wyłączników Q102, Q105, Q104, Q106 w polach zasilania podstawowego rozdzielni potrzeb własnych, a także powoduje wyłączenie turbiny. Działanie Grupy II pobudza lokalną rezerwę wyłącznikową wyłącznika blokowego - Q101 i generatorowego Q102.

Grupa III - powoduje wyłączenie generatora poprzez wyłączenie wyłącznika generatora Q102, operacyjne odwzbudzenie i wyłączenie wzbudzenia oraz pobudza rezerwę lokalną wyłącznika generatora Q102. Działanie zabezpieczeń Grupy III nie powoduje wyłączenia turbiny.

Grupa IV - powoduje wyłączenie generatora w tym: wyłączenie wyłącznika generatora Q102 i wzbudzenia oraz wyłączenie turbiny. Działanie Grupy IV pobudza rezerwę lokalną wyłącznika generatora Q102.

W zaprojektowanym układzie zabezpieczeń do pełnej ochrony bloku przed skutkami awarii takich jak: doziemnienia, zwarcia silnoprądowe i przeciążenia ruchowe oraz przed innymi zakłóceniami zewnętrznymi wymagającymi wyłączenia bloku zastosowano funkcje zabezpieczeniowe i wprowadzono sygnały wyłączające doprowadzone z zabezpieczeń zewnętrznych wyszczególnione poniżej w tab. 1.

	<b>Zabezpieczenia elektryczne bloku</b>
27GIL-1	Podnapięciowe systemowe bloku str. 400 kV,
81S	Podczęstotliwościowe systemowe bloku str. 400 kV
VTS/60GIL	Od kontroli sprawności obw. wt. przekładników napięciowych str. GN 400 kV
87GT	Zabezpieczenie różnicowe bloku (w jednym systemie)
	<b>Zabezpieczenia bloku - zewnętrzne</b>
CCR	Wyłączenie bloku przyciskiem awaryjnego wyłączenia
400 kV/GIS	Wyłączenie generatora przez zabezp. w polu rozdzielni GN - 400 kV GIS w Elektrowni
51N10DN1(DN2)	Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego w rozdzielni p. wł. nr 1
51N20DN1(DN2)	Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego w rozdzielni p. wł. nr 2
AFD	Zadziałanie zabezpieczenia łukochronnego w rozdzielni p. wł. nr 1
AFD	Zadziałanie zabezpieczenia łukochronnego w rozdzielni p. wł. nr 2
	<b>Zabezpieczenia elektryczne generatora</b>
87G	Różnicowe generatora
59N	Ziemnozwarciowe stojana generatora w zerze generatora
59Nk	Ziemnozwarciowe stojana generatora U <sub>o</sub> po stronie wyprowadzenia mocy z generatora
64S	Ziemnozwarciowe 100% stojana generatora
64R	Ziemnozwarciowe wirnika generatora
32R	Od mocy zwrotnej generatora
59	Nadnapięciowe generatora
46-1	Od asymetrii obciążenia generatora - charakterystyka niezależna
46-2	Od asymetrii obciążenia generatora - charakterystyka zależna
40/27	Od utraty wzbudzenia generatora
21	Podimpedancyjne bloku
81U1	Podczęstotliwościowe Pomiar napięcia od strony generatora
51pG	Od przeciążenia stojana generatora
VTS/60	Od kontroli sprawności obw. wt. przekładników napięciowych generatora
50/27	Od przypadkowego załączenia stojącego generatora do sieci
24G	Od przewzbudzenia generatora
50BFGCB	Lokalna rezerwa wyłącznika generatorowego
50HS	Nadprądowe bezzwłoczne w przypadku załączenia generatora na zwarcie
78	Od poślizgu biegunów generatora - Utraty synchronizmu
50TW	Nadprądowe bezzwłoczne transformatora wzbudzenia
51TW	Nadprądowe zwłoczne transformatora wzbudzenia
51pTW	Od przeciążenia transformatora wzbudzenia
59NBB	Ziemnozwarciowe dolnego napięcia bloku

	<b>Zewnętrzne zabezpieczenia technologiczne generatora</b>
49R	Zadziałanie zabezpieczeń od przeciążenia termicznego wirnika generatora i pozostałych zabezpieczeń w układzie wzbudzenia generatora
MUG	Mechaniczna usterka generatora
	<b>Zabezpieczenia elektryczne transformatora blokowego</b>
87TB	Różnicowe transformatora blokowego (tylko w jednym systemie)
50TB	Nadprądowe transformatora blokowego
51pTB	Od przeciążenia - transformatora blokowego
87NTB	Różnicowe ziemnozwarciowe (wysokoimpedancyjne) transformatora blokowego (w jednym systemie)
51NGN	Ziemnozwarciowe $Jo >$ punktu neutralnego str. GN transformatora blokowego
59N.1GN	Ziemnozwarciowe $Uo >$ punktu neutralnego str. GN transformatora blokowego $Uo >$ , t1
24TB-1	Od przewzbudzenia, transformatora blokowego Pomiar napięcia od str DN transformatora
59TB	Zabezpieczenie nadnapięciowe bloku
60TB/VTS	Od kontroli sprawności obw. wt. przekładników napięciowych str. DN transformatora
	<b>Zewnętrzne zabezpieczenia technologiczne transformatora blokowego</b>
95TB-2	Przełącznik gazowo przepływowy kadzi i kominka transformatora blokowego - 2 st.
63TB-1	Zawór bezpieczeństwa + Zawór odcinający klapowy transformatora blokowego
63TB-2	Przełącznik od nagłego skoku ciśnienia w kadzi transformatora blokowego
26TB	Wysoka temperatura oleju w transformatora blokowego - 2 st.
49TB-H2	Wysoka temperatura uzwojenia GN transformatora blokowego - 2 st.
49TB-L2	Wysoka temperatura uzwojenia DN transformatora blokowego - 2 st.
63TB-OLTC	Zawór bezpieczeństwa - przeciwwybuchowy przełącznika zaczerw transformatora blokowego
95TB-OLTC	Przełącznik gazowo przepływowy przełącznika zaczerw transformatora blokowego
	<b>Zabezpieczenia elektryczne transformatora odczepowego nr 10 (20)</b>
87T10(20)	Różnicowe transformatora odczepowego (tylko w jednym systemie)
50T10(20)	Nadprądowe bezzwłoczne
51T10(20)	Nadprądowe zwłoczne
51pT10(20)	Nadprądowe przeciążeniowe
51ZT10(20)	Od zwarć zwojowych w przełączniku zaczerw
	<b>Zewnętrzne zabezpieczenia technologiczne transformatora odczepowego</b>
95T10(20)-2	Przełącznik gazowo przepływowy kadzi transformatora odczepowego - 2 st.
63T10(20)-1	Zawór bezpieczeństwa + Zawór odcinający klapowy kadzi transf. odczepowego
63T10(20)-2	Przełącznik od nagłego wzrostu ciśnienia w kadzi transf. odczepowego
26T10(20)	Wysoka temperatura oleju w kadzi transformatora odczepowego - 2st.
49T10(20)	Wysoka temperatura uzwojenia GN transformatora odczepowego
49T10(20)-L2.2X	Wysoka temperatura uzwojenia DN1 transformatora odczepowego
49T10(20)-L2.2Y	Wysoka temperatura uzwojenia DN2 transformatora odczepowego
63T10(20)-OLTC	Zawór bezpieczeństwa przełącznika zaczerw transf. odczepowego
95T10(20)-OLTC	Przełącznik gazowo przepływowy przełącznika zaczerw transf. odczepowego

Tab. 1. Wykaz funkcji zabezpieczeniowych zastosowanych w szafach zabezpieczeń systemu A i B

Oprócz sygnałów z zabezpieczeń technologicznych wymienionych w tab. 1, które powodują bezpośrednie działania awaryjne zabezpieczeń, a w konsekwencji wyłączenie bloku do wejść dwustanowych przełączników zabezpieczeniowych doprowadzone zostały, sygnały binarne informujące o: stanie położenia wyłączników blokowego, generatorowego i wzbudzenia, stanie położenia zaworów szybkozamykających turbiny, wysłaniu impulsu załączenia wyłącznika generatora, przerwie w obwodach napięciowych zabezpieczeń.

Wymienione sygnały stanowią dodatkowe kryteria wykorzystywane w warunkach logicznych algorytmów działania niektórych funkcji zabezpieczeniowych np. podimpedancyjnych - 21 i podnapięciowych - 40/27, 27S, od mocy zwrotnej - 32R, od załączenia generatora na zwarcie - 50HS.

## 2.2. Obwody pomiarowe zabezpieczeń

W obwodach napięciowych i prądowych szaf zabezpieczeń zastosowano rozłączalne złączki kontrolno - pomiarowe umożliwiające zwarcie obwodów prądowych od strony przekładników prądowych lub wykonanie przerwy w obwodach napięciowych od strony przekładników napięciowych. Dzięki temu możliwe jest bezpieczne podanie napięcia na obwody napięciowe przekładników lub wymuszenie prądu w obwodach prądowych terminali za pomocą zewnętrznego źródła prądu lub napięcia bez udziału przekładników prądowych i napięciowych np. w celu sprawdzenia nastaw zabezpieczenia lub wykonania koniecznych pomiarów na obiekcie. Dodatkowo dla ułatwienia dostępu i skrócenia czasu przygotowania obwodów pomiarowych zabezpieczeń do okresowych czynności kontrolno-pomiarowych zabezpieczeń podczas pracy lub odstawienia bloku na ramach wychylnych szaf zabezpieczeń zbudowane zostały gniazda testowe, które po włożeniu wtyczki pomiarowej lub przekręceniu przełącznika na elewacji gniazda zawierają obwody prądowe od strony przekładników prądowych i rozłączają obwody napięciowe, jednocześnie przerywają drogę dla impulsów wyłączających generowanych przez każde zabezpieczenie w danym systemie oraz uniemożliwiają działanie na wytrząsk turbiny. Dzięki tej funkcjonalności można bezpiecznie przeprowadzić pełne funkcjonalne sprawdzenie działania na wyłączenie wszystkich funkcji zabezpieczeniowych w sprawdzanym terminalu zabezpieczeniowym, łącznie ze sprawdzeniem pobudzenia przekładników wyłączających bez obawy sterowania wyłącznikami lub działania na obwody wyłączenia turbiny. Cała operacja sprawdzenia zabezpieczenia odbywa się bez ingerencji w obwody listew przyłączeniowych kabli zewnętrznych. Po wyjęciu wtyczek probierczych lub przełączeniu przełączników na gnieździe w położenie robocze, obwody napięciowe i prądowe zabezpieczeń zostają przełączone na zasilanie z przekładników prądowych i napięciowych, a wszystkie obwody wyłączników i turbiny są drożne i gotowe do przyjęcia impulsów wyłączających z zabezpieczeń.

## 2.3. Zasilanie szaf zabezpieczeń

Przy projektowaniu układów zasilania szaf zabezpieczeń duży nacisk położono na sposób ich zasilania. Głównym założeniem dla projektanta było zapewnienie ciągłości zasilania wszystkich obwodów w szafie, a w szczególności zasilania terminali zabezpieczeniowych i obwodów przekładników wyłączających, od których zależy skuteczna ochrona bloku. Terminale bez zasilania nie wygenerują bowiem impulsu wyłączającego wyłączniki lub turbinę zapobiegając w ten sposób niszczącemu skutkom awarii. Odrębnym zagadnieniem, którego w tym miejscu nie bierzemy pod uwagę to niezawodność zasilaczy, w które wyposażone są poszczególne przekładniki zabezpieczeniowe. Dla zwiększenia niezawodności zasilania samych terminali w niektórych spotykanych rozwiązaniach stosowane są przekładniki wyposażone w dwa zasilacze, zasilane z dwóch różnych źródeł napięcia stałego lub jeden z zasilaczy zasilany jest z rozdzielni napięcia stałego a drugi z rozdzielnicy napięcia gwarantowanego. Po stronie wtórnej, zasilacze przystosowane są do pracy buforowej. Wtedy uszkodzenie jednego zasilacza lub zanik napięcia w jednym z torów zasilania nie powoduje odstawienia zabezpieczenia.

W przypadku omawianego bloku zastosowano rozwiązanie w którym terminale wyposażone są w pojedyncze zasilacze przystosowane do zasilania napięciem stałym lub przemiennym 220V DC/230V DC, a w jednej z szaf każdego systemu zabezpieczeń zabudowano jeden centralny zasilacz 220V DC/220V DC o budowie modułowej wyposażony w dwa moduły, każdy o wydajności prądowej dobranej z odpowiednim zapasem do maksymalnej mocy pobieranej przez szafę zabezpieczeń. Każdy z modułów zasilacza jest zasilany z niezależnego źródła 220V DC - rozdzielni prądu stałego, a po stronie wtórnej oba moduły pracują równolegle na wspólną szynę 220V DC z której zasilane są poprzez układ dystrybucji napięcia wszystkie terminale zabezpieczeniowe, urządzenia komunikacyjne, obwody przekładników wyłączających oraz wejść dwustanowych zabezpieczeń. Zastosowanie centralnego zasilacza o strukturze modułowej zapewnia ciągłość zasilania obwodów w szafie, w przypadku uszkodzenia toru zasilającego dany moduł, zapewnia również ciągłość zasilania obwodów w szafie szafy zabezpieczeń w przypadku uszkodzenia jednego z modułów. Dodatkowo zasilacz separuje galwanicznie obwody w szafie od sieci zasilającej, co zapobiega przenoszeniu się doziemień z sieci zewnętrznej do obwodów w szafie i odwrotnie. Zasilacz wyposażony jest w układ do wykrywania i sygnalizowania doziemienia lub pogorszenia stanu izolacji po stronie obwodów wewnętrznych w szafie.

W omawianym projekcie zastosowano nietypowe jak na warunki polskie sterowanie awaryjne związane z zanikiem zasilania szaf zabezpieczeń. Polega ono na wyłączeniu bloku w przypadku wykrycia przez układy kontroli, zlokalizowane w szafach zabezpieczeń jednoczesnego zaniku napięcia zasilającego terminale zabezpieczeniowe i obwody przekładników wyłączających w obu systemach zabezpieczeń. Zastosowanie opisanej idei sterowania awaryjnego, wymagało zastosowania do kontroli zaniku napięcia, przekładników wielostykowych oraz rozbudowania obwodów sterowania i sygnalizacji. Potwierdza to zdjęcie 3, na którym pokazano wewnątrz szafy zabezpieczeń po otwarciu ramy wychylnej. Widać na nim patrząc od góry centralny zasilacz z dwoma modułami zasilającymi, wyłączniki samoczynne do dystrybucji napięć pomocniczych i przekładniki kontroli zaniku napięcia w szafie systemu A. Analogiczny układ znajduje się w szafie systemu B.





*Zdjęcie 3. Szafa zabezpieczeń po otwarciu ramy wychylnej - widok na zasilacz modułowy, obwody dystrybucji napięć pomocniczych i przekaźniki kontroli zaniku napięcia zasilania*

W dotychczasowej praktyce eksploatacyjnej w przypadku zaniku napięcia zasilania w obu systemach zabezpieczeń stosowano zamiast wyłączenia bloku, które zawsze generuje straty finansowe środki organizacyjne mające na celu jak najszybsze przywrócenie zasilania przez służby eksploatacyjne. Tym samym dopuszczano blok do czasu usunięcia awarii zasilania do krótkotrwałej pracy bez czynnych zabezpieczeń podstawowych, jednak pod warunkiem, że czynne były w tym czasie zabezpieczenia rezerwowe np. odległościowe zlokalizowane w polu wyłącznika blokowego i sieciowego „patrzące” wstecznie w kierunku bloku. Dodatkowo w takich przypadkach wprowadzano, automatyczne przyspieszenie działania zabezpieczeń rezerwowych sygnałem zaniku napięcia. W przypadku bloków o mocy dużej mocy np. 1000 MW, skutki nie wyłączenia bloku przez zabezpieczenia z powodu braku zasilania szaf obu systemów zabezpieczeń, które jest prawdopodobne, mogą być bardzo kosztowne. Stąd, zastosowanie zasady wyłączenia bloku, przy braku zasilania obu systemów zabezpieczeń jest uzasadnione.

## **2.4. Obwody wejść dwustanowych zabezpieczeń**

Dla zwiększenia niezawodności przyjęto zasadę, że sygnały obiektowe wprowadzane do wejść dwustanowych zabezpieczeń systemu A i B dla potrzeb awaryjnego sterowania przez zabezpieczenia zewnętrzne oraz do wykorzystania w logikach działania funkcji zabezpieczeniowych, doprowadzane będą z niezależnych i bezpośrednich inicjatorów obiektowych bez pośrednictwa przekaźników powielających na wydzielonym napięciu każdego z systemów.

W opisywanym rozwiązaniu projektowym do dystrybucji sygnałów sterowania awaryjnego z zabezpieczeń zewnętrznych, nie jest zastosowana fizyczna diodowa matryca bezpośrednich wyłączeń. Dla zwiększenia pewności sterowania, sygnały z zabezpieczeń zewnętrznych (szczególnie dotyczy to przekaźników gazowo - przepływowych transformatorów) doprowadzone do wejść dwustanowych zabezpieczeń, są powielane przez przekaźniki pośredniczące podłączone równolegle do odpowiednich wejść

dwustanowych terminali. Zestyki tych przekaźników działają równolegle z odpowiednimi zestykami wyjściowymi przekaźników wyjściowych w terminalach zabezpieczeniowych, przypisanych programowo do danego zabezpieczenia zewnętrznego i sterują cewkami przekaźników szybkich działających bezpośrednio w obwodach wyłączających wyłączniki mocy i turbinę. Podłączenie cewek przekaźników pośredniczących równolegle do wejść dwustanowych zabezpieczeń uodparnia te wejścia na działanie zakłóceń szczególnie przy długich obwodach sterujących, które mogą spowodować niepotrzebne wyłączenie oraz zapewnić konieczne wyłączenie bloku w przypadku gdy nastąpiła awaria terminala do którego doprowadzony jest sygnał z działającego zabezpieczenia zewnętrznego np. przekaźnika Bucholtza transformatora.

## **2.5. Obwody wyłączające zabezpieczeń**

W omawianym projekcie, wyłączenia poszczególnych wyłączników mocy, realizowane są przez zestyki czynne, a przypadku wyłączania turbiny przez zestyki biernie przekaźników szybkich o czasie działania 3-5 ms, sterowanych przez wyjścia dwustanowe terminali zabezpieczeń lub przez przekaźniki powielające działanie zabezpieczeń zewnętrznych jak opisano wyżej w punkcie 2.4. Obecnie standardem jest stosowanie układów do kontroli ciągłości obwodów wyłączających dla stanu załączonego i wyłączzonego wyłącznika za pomocą specjalnych przekaźników elektromagnetycznych o odpowiednio niskim poziomie pobudzenia lub wykorzystując wejścia dwustanowe zabezpieczeń, dla których prąd wejściowy wyzwalania wejścia dwustanowego jest wielokrotnie mniejszy od prądu wyzwalania cewki wyłączającej wyłącznika.

Dla zwiększenia pewności wyłączenia wyłączników przez zabezpieczenia w projekcie przyjęto zasadę, że każdy z systemów zabezpieczeń działa na obie cewki wyłączające danego wyłącznika.

## **2.6. Obwody sygnalizacyjne szaf zabezpieczeń**

Obecnie nadzór szaf zabezpieczeń i terminali zabezpieczeniowych odbywa się zdalnie z poziomu nastawni blokowych tj. z miejsca pracy służb prowadzących jego eksploatację, w którym zlokalizowane są stanowiska stacji operatorskich komputerowego systemu sterowania i nadzoru bloku - SCADA. Serwery systemu komputerowego połączone są drogą cyfrową z wszystkimi terminalami zabezpieczeniowymi i sterownikami lokalnymi rozproszonymi w obrębie bloku. Dzięki tym powiązaniom jest możliwe, z uwzględnieniem znacznika czasu, zbieranie i chronologiczne archiwizowanie przez system nadzoru wszystkich możliwych generowanych przez terminale sygnałów zakłóceń i alarmowych pozostających w związku z pobudzeniem lub zadziałaniem poszczególnych funkcji zabezpieczeniowych oraz sygnałów świadczących o awarii w obwodach zasilania i o uszkodzeniu poszczególnych przekaźników zabezpieczeniowych. Na podstawie zebranych informacji na ekranach stacji operatorskich wyświetlane są listy zakłóceń, alarmów i zdarzeń wg wybranej przez operatora chronologii i hierarchii rodzajów zakłócenia. Dzięki możliwości swobodnego filtrowania sygnałów alarmowych ułatwiona jest analiza i interpretacja przez służby eksploatacyjne, zasygnalizowanej przez system nadzoru awarii.

Mimo tak mocnego narzędzia, jakim jest system nadzoru, który może w 100% realizować i zaspokajać potrzeby służb obsługujących blok, w zakresie kontroli i wykrywania stanów awaryjnych, nie rezygnowano z tradycyjnej sygnalizacji lokalnej na poziomie szaf zabezpieczeń opartej na wskaźnikach optycznych. Wynika to z różnych przyczyn. Jedną z nich może być przeświadczenie o możliwości uszkodzenia systemu i dróg transmisji danych, jak również tkwiące w naturze człowieka przywiązanie do tradycyjnych rozwiązań i dystans połączony z brakiem zaufania do techniki komputerowej. Jednak rozwój najnowszych technologii komputerowych i idący za tym wzrost niezawodności wszystkich urządzeń, na wszystkich poziomach systemu komputerowego, począwszy od sterownika lokalnego i terminala na poziomie szaf zabezpieczeń do serwera i stacji operatorskiej systemu sterowania i nadzoru powoduje, że tradycyjne układy sygnalizacji oparte np. na kasetach sygnalizacyjnych są ograniczane do niezbędnego minimum. Na poziomie szaf zabezpieczeń do celów sygnalizacyjnych wykorzystano autonomiczne panele sygnalizacyjne i ekrany graficzne, w które wyposażone są terminale zabezpieczeń. Wyświetlane są na nich wybrane zadziałania funkcji zabezpieczeniowych, a także pomiary.

Do monitorowania stanu zasilania szaf wykorzystano sygnalizatory optyczne np. diody typu LED zabudowane na frontach szaf, zasilane bezpośrednio z monitorowanego napięcia lub przekaźniki z mechanicznymi wskaźnikami ich zadziałania lub odpadu. Podobnie, aby lokalną sygnalizację zadziałania przekaźników uniezależnić od napięcia w projekcie, do zasygnalizowania wysłanych przez zabezpieczenia impulsów wyłączających, zastosowano szybkie przekaźniki z zatraskującymi się wskaźnikami w postaci tzw. flagi z możliwością ręcznego kasowania przez obsługę, po zaniku rozkazu wyłączenia generowanego przez przekaźnik zabezpieczeniowy.

Nie wszystkie urządzenia w szafie zabezpieczeń wyposażone są w interfejsy cyfrowe, które umożliwiają przesłanie do systemu sterowania i nadzoru, za pośrednictwem komunikacji cyfrowej, informacji o ich awarii lub braku zasilania, o niewłaściwym położeniu wyłączników samoczynnych w obwodach zasilania lub w obwodach pomiarowych zabezpieczeń lub o zadziałaniu lub odpadzie przekaźników sygnalizacyjnych. Dla takich urządzeń zastosowano lokalny koncentrator sygnałów dwustanowych zasilany

z innego niż szafy zabezpieczeń źródła napięcia pomocniczego, posiadający możliwość powiązania go z systemem komputerowym za pomocą połączenia cyfrowego. Dzięki temu wprowadzone na wejścia binarne koncentratora sygnały dwustanowe z aparatów np. terminali, urządzeń komunikacyjnych itd. świadczące o ich awarii lub sygnały o zaniku kontrolowanego napięcia lub niewłaściwym położeniu wyłączników instalacyjnych w obwodach zasilania i pomiarowych, których nie można cyfrowo skomunikować z systemem nadzoru mogą zostać odebrane przez system i następnie wyświetlone na ekranie stacji operatorskiej w postaci odpowiedniego komunikatu w liście alarmów.

## **2.7. Powiązanie zabezpieczeń z nadrzędnym systemem sterowania i nadzoru**

W omawianym projekcie do komunikacji między terminalami zabezpieczeń, a systemem nadzoru SCADA (z j. ang. Supervisory Control And Data Acquisition - Kontrola nadzoru i pozyskiwanie danych) wykorzystywana jest sieć Ethernet. Jako medium do transmisji danych wykorzystywane są bardziej niezawodne od kabli miedzianych światłowody. Dotychczas stosowany, popularny w technice zabezpieczeń elektrycznych protokół ModBus został zastąpiony standardem transmisji zgodnym z normą IEC61850, który staje się obowiązującym standardem - protokołem komunikacyjnym w sieciach informatycznych nowo budowanych elektrowni. Wszystkie zastosowane terminale zabezpieczeniowe wyposażone są w dwa równoważne interfejsy pracujące w standardzie IEC61850, które tworzą dwa niezależne w 100% rezerwujące się tory transmisji danych do systemu nadrzędnego SCADA. Przekazniki zabezpieczeniowe poprzez przełączniki cyfrowe (switche) i przełącznice światłowodowe zlokalizowane w szafach zabezpieczeń, powiązane są za pomocą kabli światłowodowych z siecią główną systemu SCADA, pracującą w strukturze 100% rezerwujących się 2 ringów informatycznych, do których podłączone są serwery systemu. Dzięki takiej strukturze połączeń zapewniona jest 100% redundancja przesyłanych do systemu nadzoru danych z terminali zabezpieczeniowych i koncentratorów sygnałów dwustanowych zarówno w warstwie przesyłanych danych jak i połączeń informatycznych.

## **2.8. Stacja inżynierska zabezpieczeń i zewnętrzny system rejestracji zakłóceń**

Stacja inżynierska zabezpieczeń jest nieodzownym i koniecznym elementem każdego systemu zabezpieczeń. Umożliwia ona uprawnionym służbom eksploatacyjnym wgląd do danych archiwizowanych przez terminale np. zapisanych w pamięci autonomicznych wewnętrznych rejestratorów zakłóceń i w rejestrach zabezpieczenia. Pozwala to odtworzyć historie pobudzenia i działania poszczególnych funkcji zabezpieczeniowych i przeglądać zarejestrowane przebiegi prądów i napięć. Stacja inżynierska umożliwia również sprawdzenie aktualnych nastaw i konfiguracji logicznej aktywnych funkcji zabezpieczeniowych oraz dokonanie przez uprawnione służby eksploatacyjne ich korekty nawet podczas pracy bloku.

W omawianym projekcie, oprogramowanie do obsługi poszczególnych terminali zabezpieczeniowych, niezbędne do realizacji funkcji stacji inżynierskiej zabezpieczeń, zostało zaimplementowane na komputerze, który spełnia również funkcje stacji inżynierskiej dla zewnętrznych rejestratorów zakłóceń. Serwer stacji operatorskiej wraz monitorem i klawiatura zostały zlokalizowane w sąsiedztwie szaf zabezpieczeń. Stacja inżynierska włączona jest do sieci informatycznej IEC61850 systemu SCADA.

Dla potrzeb analizy zakłóceń i awarii zaistniałych w układzie wyprowadzenia mocy, objętym ochroną przez systemy zabezpieczeń bloku, w większości projektowanych układów zabezpieczeń bloków średniej i dużej mocy mają zastosowanie niezależne zewnętrzne układy rejestracji zakłóceń. Ich wykorzystanie umożliwia rejestrację zakłóceń i zdarzeń z uwzględnieniem znaczników czasu, sygnałów analogowych z przekładników prądowych, napięciowych zlokalizowanych w układzie wyprowadzenia mocy oraz z przetworników pomiarowych, a także rejestrację sygnałów dwustanowych generowanych przez terminale zabezpieczeniowe podczas awarii. Sygnały dwustanowe do rejestratorów zakłóceń wyprowadzane są bezpośrednio z wyjść przekładnikowych terminali za pomocą połączeń przewodowych. Oprócz sygnałów zarejestrowanych przez rejestratory zewnętrzne służby eksploatacyjne bloku mają do dyspozycji sygnały zarejestrowane przez wewnętrzne rejestratory zakłóceń w terminalach zabezpieczeniowych dostępnych w stacji inżynierskiej. Zastosowane w projekcie rejestratory zakłóceń produkcji Energotest dostarczane są z aplikacją do analizy zarejestrowanych sygnałów dwustanowych i analogowych. Dzięki możliwości wykorzystania filtrów o różnych kryteriach filtracji zaimplementowanych w tej aplikacji, w znacznym stopniu przyspieszona i ułatwiona jest analiza oraz przeglądanie zarejestrowanych przebiegów i sygnałów dwustanowych, a tym samym analiza przyczyn awarii oraz interpretacja zarejestrowanych przebiegów, co w konsekwencji przyspiesza wyciągnięcie przez służby eksploatacyjne prawidłowych wniosków i podjęcie właściwych decyzji.

Na zdjęciu 4 poniżej pokazano widok na zaprojektowane szafy rejestratorów zakłóceń i stacji inżynierskiej dla zabezpieczeń i rejestratorów zakłóceń.



*Zdjęcie 4. Po Lewej stronie widok na elewacje szafy rejestratorów, z prawej strony widok na elewację szafy stacji inżynierskiej zabezpieczeń i układu zewnętrznej rejestracji zakłóceń.*

*Widoczne szuflada z klawiaturą i monitor stacji*

### **3. Wnioski**

Z doświadczeń zdobytych podczas projektowania układu zabezpieczeń i systemu rejestracji dla bloku o mocy 1000 MW wynikają następujące wnioski:

1. Podstawowa od razu zauważalna różnica w stosunku do projektów bloków o mniejszej mocy to wielkość parametrów znamionowych aparatury pierwotnej, ilość obwodów pomiarowych oraz liczba wyłączników w torze wyprowadzenia mocy.
2. Ze względu na dużą moc bloku i wynikające stąd uwarunkowania techniczne i konstrukcyjne oraz ograniczone możliwości transportowe w układzie wyprowadzenia mocy stosuje się transformatory blokowe wyposażone w przełączniki zaczeów po str. GN złożone 3 niezależnych jednostek 1 fazowych.
3. Staje się zasadą zastosowanie w układzie wyprowadzenia mocy po stronie GN bloku dwóch wyłączników: blokowego zlokalizowanego na przedpolu transformatora blokowego na początku linii blokowej, który jest własnością elektrowni i wyłącznika sieciowego zabudowanego na końcu linii blokowej w stacji WN będącego własnością operatora sieci.
4. Zastosowanie po stronie GN bloku dwóch wyłączników blokowego i sieciowego nie tylko wpływa na formalne przyporządkowanie administracyjne poszczególnych fragmentów układu wyprowadzenia mocy bloku w tym wyłączników do różnych podmiotów gospodarczych, ale przede wszystkim wpływa na filozofię i logikę sterowania awaryjnego realizowane przez zabezpieczenia bloku zainstalowane w elektrowni oraz linii blokowej zlokalizowane w R400kV GIS i w polach blokowych w Stacji sieciowej WN.
5. Ze względów bezpieczeństwa, aby nie dopuścić do pracy bloku bez czynnych zabezpieczeń, wprowadza się automatyczne wyłączenie bloku w przypadku zaniku zasilania terminali zabezpieczeniowych i przekaźników wyłączających w obu systemach zabezpieczeń bloku.

6. Aby zapewnić pewną ochronę bloku przed skutkami awarii, projektowane układy zabezpieczeń składają się z dwóch systemów zabezpieczeń wyposażonych w terminale wyposażone w funkcje zapewniające wzajemną rezerwację opartą na wykrywaniu niektórych awarii z wykorzystaniem różnych kryteriów. Dla większości funkcji zabezpieczeniowych stosuje się 100% redundancję przez zastosowanie w obu systemach tych samych funkcji.
7. Stosowaną zasadą jest instalowanie w szafach zabezpieczeń systemu A i B przekazników zabezpieczeniowych różnych producentów w takim rozumieniu, że jeśli w szafie systemu A zastosowane zostały terminale producenta X to w szafie systemu B zostaną zainstalowane terminale innego producenta Y.
8. Niektóre rozwiązania projektowe zakładają zastosowanie w obu systemach zabezpieczeń kilku pojedynczych terminali realizujących konieczne funkcje zabezpieczeniowe niezbędne do ochrony poszczególnych elementów układu wyprowadzenia mocy, osobno dla bloku, generatora i transformatorów itd. zamiast jednego wielomodułowego, multifunkcyjnego terminala realizującego wszystkie niezbędne funkcje zabezpieczeniowe.
9. Dla zwiększenia niezawodności zasilania każdego z systemów zabezpieczeń, w każdym systemie instaluje się jeden centralny zasilacz wyposażony w co najmniej dwa moduły zasilające, pracujące po stronie wtórnej buforowo. Każdy zasilany jest z niezależnego źródła zasilania i zapewnia separację galwaniczną obwodów w szafach zabezpieczeń od sieci zewnętrznej. Rozwiązanie to gwarantuje ciągłość zasilania obwodów w szafie w przypadku uszkodzenia jednego z modułów lub zaniku napięcia w torze zasilającym ten moduł.
10. W obwodach wyłączenia, dla uzyskania separacji modułów wyjściowych terminali od obwodów zewnętrznych, kosztem minimalnego wydłużenia czasu wyłączenia, stosuje się przekazniki szybkie o czasie własnym zadziałania nie przekraczającym 3 ms.
11. W celu zwiększenia pewności i skuteczności sterowania awaryjnego zabezpieczeń stosuje się zasadę, że każdy z systemów zabezpieczeń działa na obie cewki wyłączające wyłączników.
12. Sygnalizacja lokalna w szafach zabezpieczeń ograniczona jest do koniecznego minimum. Wszystkie sygnały zakłóceniowe i awaryjne generowane przez terminale zabezpieczeń i obwody pomocnicze zlokalizowane w szafach zabezpieczeń przesyłane są do systemu SCADA drogą cyfrową, dwoma niezależnymi torami transmisji.
13. Sygnały z zabezpieczeń zewnętrznych, a w szczególności z zabezpieczeń gazowo przepływowych transformatorów, które mają spowodować wyłączenie bloku za pośrednictwem terminali zabezpieczeniowych, spełniających funkcje programowalnych dystrybutorów dla sygnałów wyłączających, w celu zwiększenia pewności wyłączenia są powielane na dodatkowych przekaznikach pośredniczących, przyłączonych równolegle do odpowiednich wejść dwustanowych zabezpieczeń. Dodatkowe przekazniki swoimi zestykami pobudzają równolegle z zestykami wyjściowymi terminalami cewki odpowiednich szybkich przekazników wyłączających.
14. Standardem wykorzystywanym do komunikacji cyfrowej między terminalami zabezpieczeń, a systemem SCADA jest protokół komunikacyjny zgodny z normą IEC61850, a budowane podsieci komunikacyjne oparte są na 100% rezerwowanych kanałach transmisyjnych, które podłączone są promieniowo do sieci głównej systemu SCADA zbudowanej w oparciu o strukturę podwójnego ringu światłowodowego.
15. Ważnym i niezbędnym ogniwem systemu zabezpieczeń jest niezależny system rejestracji zakłóceń oparty na zewnętrznych rejestratorach zakłóceń wyposażony w stację inżynierską z oprogramowaniem wspomagającym analizę przebiegu i przyczyn awarii.
16. W obwodach pomiarowych, prądowych i napięciowych, dla ułatwienia bezpiecznej obsługi tych obwodów podczas okresowych przeglądów i prób zabezpieczeń, oprócz specjalnych zacisków kontrolno - pomiarowych stosuje się łatwo dostępne gniazda testowe zabudowane na elewacji szaf zabezpieczeń.

