

Nowe automatyki systemowe w KSE

Marek Głaz - PSE

Streszczenie

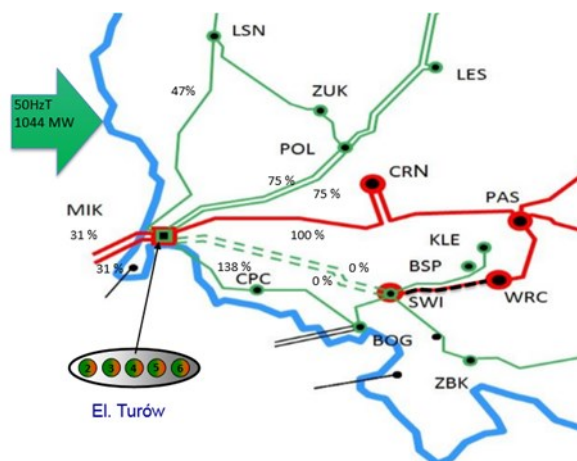
Na przełomie ostatnich lat PSE SA uruchomiło kilka nowych automatów systemowych o charakterze odciążającym dla potrzeb ochrony elementów przesyłowych przed przeciążeniem. Ten rodzaj automatów nosi nazwę automatyki odciążającej. Automatyki tego typu zwykle współpracują z blokami wytwórczymi. Zadaniem automatyki odciążającej jest rozpoznanie stanu przeciążenia elementów sieci i zredukowanie wytwarzania mocy na blokach lub ich wyłączenie dla potrzeb uzyskania odpowiedniego odciążenia. Do ich budowy wykorzystuje się sterowniki programowalne. Algorytmy decyzyjne automatyki opracowywane są w środowisku PLC, które umożliwia w łatwy i przejrzysty sposób symulowanie i weryfikowanie jego działania. W poniższym referacie opisano zagadnienia z zakresu rozwiązań funkcjonalnych automatów odciążających.

1. Wstęp

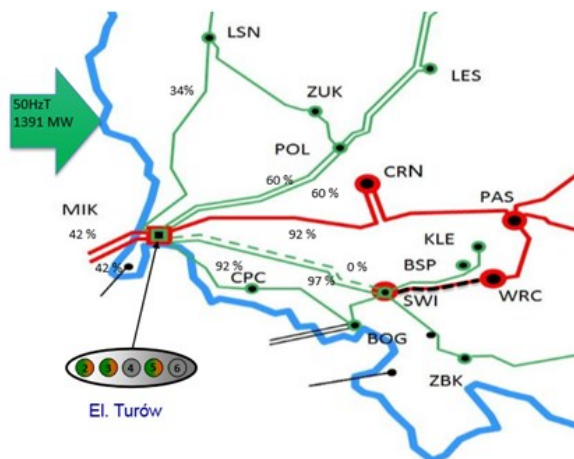
Podczas wyłączeń awaryjnych powodowanych zwarciami może dochodzić do stanów przeciążania się elementów sieci przesyłowej (linie i autotransformatory), zagrażających trwałemu uszkodzeniu się tych elementów. W wyniku wyłączenia jednego elementu mogą się przeciążać następne. Może być tak, że urządzenia kontroli synchronizmu typu synchrocheck będą uniemożliwiać ponowne załączenie do pracy linii która uległa wyłączeniu, z powodu przekroczenia dopuszczalnej różnicy kątów fazowych napięć w związku z dużymi przesyłami mocy. W takiej sytuacji może dojść do kaskadowych wyłączeń a w konsekwencji powstania awarii obszarowej lub systemowej. Aby zlikwidować przeciążenie wykonuje się odpowiednie przełączenia w sieci. Jeżeli te działania nie przyniosą oczekiwanego efektu wtedy redukuje się wytwarzanie na jednostkach wytwórczych skojarzonych z przeciążonymi elementami sieci. Zwykle wydanie dyspozycji i uzyskanie zgody na ograniczenie mocy generatorów zajmuje dużo czasu, dlatego to zadanie przejmują układy automatów odciążających (AO).

Aby rozpoznać stan przeciążenia automatyki AO muszą wykonywać pomiary prądów lub mocy w tych miejscach sieci, gdzie spodziewamy się powstania takich zagrożeń. Zwykle zakres pozyskiwanych pomiarów może być ograniczony do miejsc bezpośrednio powiązanych z węzłem wytwórczym, w którym automatyka będzie redukować wytwarzanie. Jeżeli jednak problem przeciążeń dotyczy dalszych miejsc na ciągach przesyłowych, wtedy stosując odpowiednie nastawienia progów kontrolnych można monitorować najbliższy element danego ciągu.

Decyzja o zastosowaniu redukcji wytwarzania jako środka zaradczego zwykle jest podejmowana na podstawie wniosków z wielowariantowych badań analitycznych, ale może także wynikać z doświadczeń z pracy systemu, czego przykładem jest awaria jaka miała miejsce latem 2013 r. w pobliżu węzła Mikułowa. Z powodu silnego obciążenia dwóch torów linii 220 kV Mikułowa-Świebodzice nastąpiło wydłużenie zwisów i zbliżenie do drzew, co wywołało zwarcie i samoczynne wyłączenia tych linii. W następstwie tego powstały przeciążenia dalszych elementów. Tą groźną sytuację udało się opanować dopiero po decyzji dyspozytora KDM o operatywnym wyłączeniu dwóch bloków w Elektrowni Turów i zaniżeniu mocy na pozostałych blokach. Opisane zdarzenie zobrazowano na rysunkach 1 i 2.



Rys. 1. Warunki pracy obszaru sieci wokół węzła Mikułowa po samoczynnym wyłączeniu dwóch torów linii 220 kV Mikułowa-Świebodzice



Rys. 2. Warunki pracy obszaru sieci wokół węzła Mikułowa po wyłączeniu dwóch bloków i zaniżeniu mocy pozostałych bloków w Elektrowni Turów oraz przywróceniu pracy jednego toru linii 220 kV Mikułowa-Świebodzice

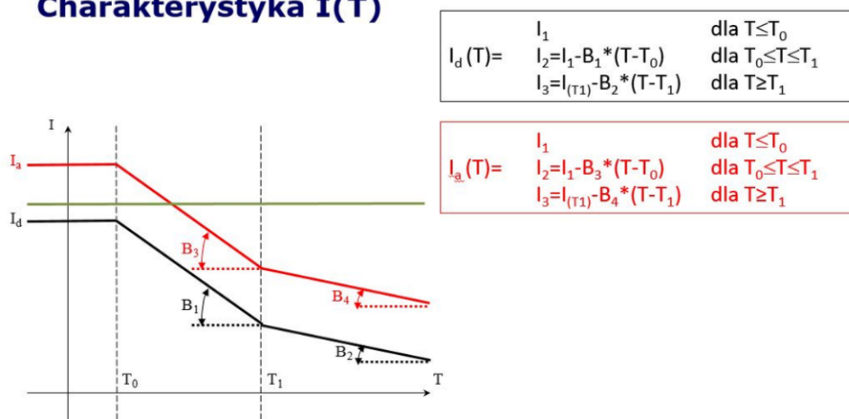
Po tym zdarzeniu uznano za konieczne wykonanie automatyki odciążającej monitorującej przeciążenia na liniach 220 kV wyprowadzających moc z węzła Mikułowa.

Powyższy przykład pokazuje wpływ zastosowania redukcji wytwarzania na likwidowanie przeciążeń. Jeżeli nie jest możliwe ograniczenie wytwarzania lub takie działanie nie spowoduje oczekiwanego efektu, wtedy środkiem zaradczym jest przerwanie przesyłu poprzez wyłączenie odpowiedniej linii lub transformatora.

2. Funkcje kryterialne automatyki A0

Warunkiem pobudzenia automatyki odciążającej jest wykrycie stanu zagrażającego przeciążaniu się elementów sieci. Mogą one powstawać w związku z dynamiczną zmianą konfiguracji sieci (np. samoczynne wyłączenie linii lub transformatora), w szczególności gdy towarzyszy temu wysoka temperatura otoczenia przy narastającym trendzie zapotrzebowania KSE. Aby zapobiegać rozszerzeniu awarii musi nastąpić szybkie wykrycie stanu zagrożenia. Automatyka kontroluje przekroczenia dopuszczalnej obciążalności linii lub transformatora, by jak najwcześniej można było podjąć skuteczne działania zaradcze. Wyróżniamy dwa progi dopuszczalnej obciążalności: długotrwałą i awaryjną, które charakteryzują się określonym dopuszczalnym czasem trwania przeciążenia. W przypadku gdy nastąpi przekroczenie progu obciążalności długotrwałej linii lub transformatora, taki stan może się utrzymywać przez określony czas, zwykle do 20 min., bez narażenia na jego trwałe uszkodzenie. Podczas trwania tego stopnia przeciążenia mogą być podejmowane czynności ruchowe dla jego zlikwidowania. Jeżeli nastąpi przekroczenie progu obciążalności awaryjnej, oczekiwana jest bardzo szybka reakcja na powstałe zagrożenie, a wtedy czas zlikwidowania zagrożenia nie powinien przekraczać jednej minuty. Obciążalność długotrwała i awaryjna linii opisuje zależność funkcji liniowej prądu i temperatury otoczenia, odpowiednio charakterystyki $I_d(T)$ i $I_a(T)$. Zgodnie z opisem przedstawionym na rys. 3 określa się trzy przedziały charakterystyk $I_d(T)$ i $I_a(T)$, których parametry dobierane są osobno dla indywidualnych linii.

Charakterystyka $I(T)$



Rys. 3. Charakterystyki obciążalności długotrwałej i awaryjnej linii przesyłowej

Dla transformatorów obciążalność długotrwała i awaryjna odnoszona jest do mocy pozornej. Należy jednak zaznaczyć, że dla transformatorów brak jest charakterystyk w funkcji temperatury otoczenia, dlatego przyjmuje się, że $S_d(T) = \text{const}$ oraz $S_a(T) = \text{const}$ w całym zakresie zmienności temperatury. Automatyka ma za zadanie wykonywanie pomiarów prądu (mocy) w linii (transformatorze) i porównywanie z dopuszczalnymi obciążalnościami I_d (S_d) i I_a (S_a). Dla ustalenia dopuszczalnej i awaryjnej obciążalności linii potrzebna jest informacja o aktualnej temperaturze otoczenia. W tym celu automatyka pozyskuje pomiary temperatur ze stacji pogodowych IMiGW, zlokalizowanych w pobliżu linii. W przypadku dostępności informacji z kilku stacji pogodowych skojarzonych z daną linią, jako temperaturę odniesienia przyjmuje się tą, o najwyższej wartości. Informacje o temperaturach są odświeżane w cyklach 15 minutowych. Dodatkowo, w miejscu gdzie została zainstalowana automatyka wykorzystuje się indywidualne czujniki temperatury. Wartość temperatury z czujnika służy do porównania z wartością stacji pogodowej IMiGW. Jeżeli porównywane wartości temperatur znacznie się różnią (np. przesłana temperatura ma wartość z poza zakresu osiągalnych temperatur) lub nastąpiło by zerwanie transmisji, wtedy do wyznaczania obciążalności wykorzystywany jest pomiar z czujnika. Ponadto w automatyce można dokonywać ręcznie korekty temperatury odniesienia (np. w sytuacji utraty połączenia dla informacji zdalnej przesyłanej z IMiGW i lokalnej z czujnika).

3. Algorytmy decyzyjne dla likwidacji przeciążeń

Jeżeli eliminowanie przeciążenia linii lub transformatora jest związane z redukcją generacji na blokach, wtedy wymaga się, aby wielkość zaniżanej mocy odpowiadała faktycznym potrzebom. Do niedawna powszechnym sposobem ograniczania wytwarzania było wyłączanie bloków. Aby nie dopuścić do sytuacji kaskadowego wyłączenia większej ilości bloków (działanie „do skutku”), w automatyce stosuje się zasadę ograniczenia jej działania do dwóch bloków w danym cyklu likwidacji przeciążenia. W przypadku popularnych bloków tzw. dwusetek, utrata jednej lub dwóch jednostek nie stwarza dużego zagrożenia w bilansowaniu zapotrzebowania KSE. Sytuacja ulega zmianie gdy automatyka musi wyłączać bloki o większej mocy, a w szczególności bloki o mocach rzędu 1000 MW. Wtedy dla uniknięcia potrzeby odłączania bloku od sieci konieczne jest rozważenie wykorzystania dostępnych sposobów redukcji wytwarzania. Dla bloków parowych możliwe jest zaniżanie w trybie regulacji mocy turbiny w tempie kilku MW/min lub zastosowanie szybkiego zrzutu mocy do poziomu minimum technicznego. Elektrownia Kozienice może się pochwalić nowatorskim rozwiązaniem redukcji wytwarzania polegającym na zmniejszaniu paliwa na blokach 500 MW. W ramach przeprowadzonych prób wykonano częściowe zrzuty mocy w porcjach 50 MW, 100 MW, 150 MW i otrzymano wyniki szybkości zaniżania odpowiednio: 8 min., 10 min. i 11,5 min. [1]. Powyższa metoda została zastosowana w algorytmie automatyki odciążającej rozdzielni 400 kV SE Kozienice. Dzięki temu możliwe jest kwantowanie redukcji mocy przy zachowaniu połączenia bloku z siecią ze znacznie szybszym efektem, w porównaniu do zaniżania w trybie regulacji mocy turbiny. Należy jednak podkreślić, że mimo zredukowania wytwarzania nadal może występować przeciążenie i wtedy po upływie dopuszczalnego trwania przeciążenia automatyka będzie musiała wyłączyć bloki. W warunkach przekroczenia obciążalności awaryjnej, zaniżanie w trybie regulacji mocy lub zrzutów cząstkowych (ograniczanie paliwa) nie będzie miało sensu, ze względu na krótki dopuszczalny czas trwania przeciążenia. W tym przypadku automatyka natychmiast decyduje o wysłaniu rozkazu na zrzut do minimum technicznego lub wyłączenie bloku i przejście do PPW.

Przy tworzeniu algorytmów decyzyjnych uwzględnia się kilka istotnych aspektów dotyczących ustalenia sposobów w jaki będą mogły być odciążone bloki. Podstawową kwestią jest uwzględnienie ograniczeń technicznych, uniemożliwiających współpracę bloków z automatyką odciążającą ponieważ może się zdarzyć, że z uzasadnionych przyczyn dany blok nie powinien być poddawany wymuszeniom. Pomocne w tym wypadku jest przygotowanie zestawienia w formie tabeli określającej czy i jakie sposoby redukcji wytwarzania można wykorzystywać w automatyce. Takie zestawienie zilustrowano w tab. 1, wykorzystując jako przykład rozwiązanie dla automatyki odciążającej współpracującej z blokami Elektrowni Kozienice [2].

Blok	Moc			Zrzut	PPW	Regulacja
	P_n	P_{\min}	P_{pom}	ΔP_z	ΔP_{PPW}	ΔP_R
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
G9	560	240	538	298	538	298
G10	560	240	500	260	500	260
G11	1050	420	1020	-	1020	440

Tab. 1. Zestawienie możliwości zaniżania mocy na blokach Elektrowni Kozienice

Przyjmując wartości mocy znamionowych bloków P_n i dla minimumów technicznych P_{\min} , dla danej chwili obciążenia bloku P_{pom} (w tab. 1 podano przykładowe wartości maksymalnych generacji bloków

pomniejszone o potrzeby własne) można określić o jaką wartość mocy będzie można ograniczyć wytwarzanie w przypadku zastosowania szybkich zmian poprzez zrzut do minimum technicznego ΔP_Z lub wyłączenia ΔP_{PPW} oraz gdyby zmiany następowały w trybie regulacji ΔP_R .

Moc zrzutu ΔP_Z dla danego zespołu wytwórczego obliczana jest jako różnica aktualnej mocy bloku oraz minimum technicznego pomniejszonego o potrzeby własne:

$$\Delta P_Z = P_{\text{pom}} - P_{\text{min}}$$

Redukcja wytwarzania ΔP_{PPW} wywołana wyłączeniem zespołu wytwórczego do PPW odpowiada aktualnej mocy czynnej oddawanej przez zespół wytwórczy do sieci:

$$\Delta P_{PPW} = P_{\text{pom}}$$

Zakres regulacji w dół ΔP_R danego bloku odpowiada różnicy jego aktualnej mocy i mocy minimum technicznego pomniejszonego o potrzeby własne:

$$\Delta P_R = P_{\text{pom}} - P_{\text{min}} \quad \text{dla} \quad P_{\text{pom}} > P_{\text{min}}$$

Jeżeli automatyka miałaby oddziaływać na bloki poprzez aktywowanie zrzutów cząstkowych to oprócz szybkości zaniżania mocy bloków w tym trybie musi być także uwzględniona następująca zależność. Po wykonaniu częściowego zrzutu mocy należy bowiem zachować pewien kilkuminutowy odstęp czasowy dla stabilizacji jego pracy i zapewnienia utrzymania się bloku w trybie PPW, na wypadek gdyby automatyka musiała doprowadzić do wyłączenia bloku. Należy także wziąć pod uwagę to, że cząstkowy zrzut mocy nie może przekroczyć poziomu minimum technicznego bloku co oznacza, że gdyby wystąpiła taka zależność, automatyka musiałaby wyłączyć blok (przejście w tryb PPW).

Znajomość możliwości dostępnych wartości redukcji zaniżania mocy oraz czasu uzyskania oczekiwanego efektu pozwala na wybranie najlepszego scenariusza działania automatyki w wypadku wykrycia stanu przeciążenia linii lub transformatora. Mimo, że automatyka kontroluje przeciążenie linii na podstawie pomiaru prądu to skutkiem jej działania jest zmiana mocy na blokach. Inaczej jest w przypadku transformatorów ponieważ ich stopień przeciążenia określa się względem mocy pozornej. Aby to ujednolicić automatyka na podstawie pomiarów prądu i napięcia dokonuje wyliczenia mocy pozornej odpowiednio dla każdego monitorowanego elementu sieci. Dlatego identyfikowanie przeciążenia wykonywane jest na podstawie różnicy aktualnej wartości mocy pozornej mierzonej w linii lub transformatorze $S_{\text{pom}}(i)$ oraz mocy pozornej określającej wartość obciążenia dopuszczalnego $S_d(i)$ oraz awaryjnego $S_a(i)$, zgodnie z poniższymi zależnościami:

$$\Delta S_{d<}(i) = S_{\text{pom}}(i) - S_d(i)$$

$$\Delta S_{a<}(i) = S_{\text{pom}}(i) - S_a(i)$$

Ponieważ w danej chwili mogą występować przeciążenia kilku elementów na raz, do ustalenia wartości redukcji zaniżenia mocy należy zsumować wszystkie przeciążenia, odpowiednio dopuszczalne i awaryjne, stąd otrzymuje się:

$$\Delta S_{d<}(\Sigma) = \sum_{\{i\}} \Delta S_{d<}(i)$$

$$\Delta S_{a<}(\Sigma) = \sum_{\{i\}} \Delta S_{a<}(i)$$

W przypadku gdy suma przeciążeń awaryjnych spełnia warunek $\Delta S_{a<}(\Sigma) > 0$ to należy zredukować moc wytwarzaną o co najmniej $\Delta S_{d<}(\Sigma)$, stąd wartość zaniżanej mocy musi spełniać warunek:

$$\Delta P_{\text{min}} \geq \Delta S_{d<}(\Sigma)$$

Jak widać w powyższej zależności dokonano pewnego uproszczenia, odnosząc moc czynną do wartości mocy pozornej przeciążenia. Takie działanie jest uzasadnione bo faktycznie zmianie ulega moc czynna bloków, podczas gdy wartość mocy biernej jest wynikiem regulacji napięcia na zaciskach generatora oraz działania układu regulacji ARNE [2]. Oczekuje się, że przy zastosowaniu zrzutów do minimum technicznego lub wyłączenia bloków do PPW uda się szybko wyeliminować przeciążenie awaryjne. Po określeniu ΔP_{min} algorytm decyzyjny automatyki korzystając z informacji o aktualnie dostępnych wartościach ΔP_Z , ΔP_{PPW} (patrz przykład w tabeli 1) dokonuje wyboru najbardziej odpowiedniego sposobu odciążenia. W tym celu w automatyce zestawiane są warianty szybkiej redukcji mocy. Przykładowe zestawienie zamieszczono w tab. 2 na podstawie parametrów bloków w Elektrowni Koźnice.

Rodzaj redukcji	Kod wyboru	ΔP_m [MW]
Zrzut G9	Z9	298
Zrzut G10	Z10	298
Zrzut G9 + Zrzut G10	Z9_Z10	596
PPW G9	W9	538
PPW G10	W10	538
PPW G9 + Zrzut G10	W9_Z10	836
Zrzut G9 + PPW G10	Z9_W10	836
PPW G9 + PPW G10	W9_W10	1076
PPW G11	W11	0

Tab. 2. Zestawienie wariantów szybkiej redukcji mocy na blokach Elektrowni Kozienice

Z powyższego zestawienia automatyka wybiera wartość zmiany mocy możliwie najbardziej zbliżoną do sumy przeciążenia dopuszczalnego $\Delta S_{d<}(\Sigma)$. Po tym działaniu nadal może występować przeciążenie dopuszczalne, którego dopuszczalny czas trwania pozwala na wykorzystanie nieco łagodniejszych środków jakimi są regulacja mocy turbiny lub zrzuty cząstkowe. Automatyka decydując się na zastosowanie zrzutów cząstkowych musi dokonać wyboru liczby bloków i wielkości mocy w porcjach, które mogą zagwarantować zlikwidowanie przeciążenia dopuszczalnego, biorąc pod uwagę czas jaki minie zanim zostanie osiągnięta oczekiwana zmiana mocy. Podobnie jak przy redukcjach szybkich automatyka zestawia możliwe kombinacje porcji, co przedstawiono w tabeli 3, w której zamieszczone dane dotyczą bloków 500 MW Elektrowni Kozienice.

Sekwencja porcji		Kod wyboru
Porcja 1	Porcja 2	
50	-	R50
100	-	R100
150	-	R150
150	50	R150_R50
150	100	R150_R100
150	150	R150_R150

Tab. 3. Zestawienie kombinacji porcji zrzutów cząstkowych dla bloków 500 MW Elektrowni Kozienice

W tle cząstkowych zrzutów mocy na blokach 500 MW, w dyspozycji automatyki są jeszcze możliwości regulacji na tych blokach z szybkością zaniżania mocy 4 MW/min oraz na nowym bloku 1000 MW z szybkością 22 MW/min. W obecnej chwili, ze względu na uwarunkowania związane z oswojeniem bloku 1000 MW, w automatyce nie zostały zastosowane zrzuty mocy.

Przedstawione powyżej informacje nt. rozwiązania algorytmu decyzyjnego dla Elektrowni Kozienice stanowią przykład najbardziej jak dotąd zaawansowanej formy współpracy z automatyką odciążającą. W pozostałych układach automatyki odciążającej jakie obecnie pracują w węzłach wytwórczych KSE, algorytm decyzyjny ogranicza się do wydawania rozkazów wyłączenia bloków. Dotyczy to automatyk współpracujących z blokami w elektrowniach: Bełchatów (układ automatyki odciążającej przeznaczony do ochrony linii 220 kV w SE Rogowiec), Turów (układ automatyki odciążającej przeznaczony do ochrony linii 220 kV w SE Mikułowa), Stalowa Wola (układ automatyki odciążającej przeznaczony do ochrony linii 110 kV w SE Stalowa Wola). Wymienione układy wysyłają sygnały do DIRE w celu poinformowania obsługi o wystąpieniu przeciążenia i potrzebie przeprowadzenia operatywnego zaniżania mocy na blokach skojarzonych z daną linią lub transformatorem. Do decyzji elektrowni pozostaje więc wybór właściwego trybu zaniżania mocy, tak by te działania wyprzedziły moment zanim automatyka spowoduje wyłączenie bloków.

W najbliższym czasie planowane jest uruchomienie automatyki odciążającej w SE Dobrzeń, która będzie współpracować z obecnymi czterema blokami 360 MW oraz budowanymi obecnie blokami 900 MW Elektrowni Opole. Przewiduje się zastosowanie algorytmów decyzyjnych podobnych jak w opisanej automatyce współpracującej z Elektrownią Kozienice, z tą różnicą, że szybka zmiana mocy będzie ograniczona tylko do wykonywania zrzutów do minimum technicznego. Realizowany układ zastąpi dotychczasowy układ automatyki odciążającej. Należy zaznaczyć, że Elektrownia Opole była pierwszą w KSE, w której wykorzystano sterowanie regulatorem turbiny w celu zaniżania mocy przez automatykę odciążającą.

4. Wymagania w zakresie architektury

Dla układów automatyk odciążających realizowanych przez PSE SA stosuje się takie same wymagania techniczne jak dla automatyki zabezpieczeniowej. Budowa układów automatyki oparta jest na bazie sterowników programowalnych w rozwiązaniu rozproszonym. Zwykle zakłada się zastosowanie jednego sterownika centralnego, zawierającego funkcje algorytmu decyzyjnego, opracowanego w środowisku PLC zgodnym z normą IEC6113-1. Jego cechą jest to, że umożliwia w łatwy i przejrzysty sposób symulować i weryfikować działanie algorytmu automatyki. Jednostka centralna zapewnia dostęp do automatyki lokalnie za pośrednictwem terminala HMI oraz zdalnie z nadrzędnych ośrodków sterowania. Jednostka centralna wyposażona jest także w porty do komunikacji z elektrownią. W polach monitorowanych elementów oraz polach blokowych instalowane są sterowniki dla potrzeb pozyskiwania pomiarów i odwzorowań łączników oraz sterowania wyłącznikami (tylko pola linii blokowych). Takie rozwiązanie uniezależnia automatykę od innych systemów akwizycji i sterowania, choć powyższa reguła nie zawsze jest ściśle przestrzegana. Sterowniki polowe oraz centralny, połączone są ringiem światłowodowym, a zastosowana architektura komunikacyjna pomiędzy sterownikami umożliwia komunikację dwukierunkową. Dzięki temu możliwe jest przesyłanie informacji nawet w przypadku zerwania połączenia pomiędzy dwoma sąsiednimi sterownikami.

Jednostka centralna składa się z modułu procesora, wyposażonego w porty komunikacyjne, w tym podwójne dla komunikacji światłowodowej oraz port serwisowy, odpowiednią liczbę kart wejść i wyjść binarnych. W przypadku jednostek polowych na wyposażeniu są dodatkowo karty wejść do pomiarów analogowych.

Obecnie stosowane są różne rozwiązania komunikacyjne na styku automatyka odciążająca - elektrownia. Jednym z nich jest powiązanie z wykorzystaniem protokołów sieciowych. W takim rozwiązaniu muszą być zastosowane dodatkowo elementy separacji sieci informatycznych PSE SA i elektrowni. Innym rozwiązaniem komunikacji jest zastosowanie telezabezpieczeń. W porównaniu z połączeniem sieciowym to rozwiązanie ogranicza się do przesyłania sygnałów rozkazowych. W przypadku połączenia sieciowego za pomocą tego samego protokołu można w łatwy sposób stworzyć w elektrowni odwzorowanie automatyki w takim samym zakresie jaki mają terminale HMI automatyki na stacji.

Użytkownik terminala HMI ma do dyspozycji funkcjonalny interfejs wyposażony w niezbędne funkcje zarządzania i monitorowania pracy automatyki. Za jego pośrednictwem może m.in. parametryzować charakterystyki obciążalności dopuszczalnej i awaryjnej monitorowanych elementów sieciowych oraz uaktualniać informację o ograniczeniach udziałów bloków w redukcji wytwarzania.

5. Doświadczenia z pracy układów automatyk odciążających

Z chwilą uruchomienia pierwszych automatyk odciążających wystąpiły pewne zależności w związku z wykorzystywaniem pomiaru temperatury dla wyznaczania obciążalności na podstawie charakterystyk $I(T)$. Newralgiczną kwestią okazało się zastosowanie czujnika temperatury do weryfikacji informacji przesyłanej z IMiGW. Ze względu na dużą podatność na nasłonecznienie, następowało nadmierowe generowanie sygnałów o błędach w odczycie temperatury. Wskutek tego automatyka blokowała się z powodu niejednoznaczności informacji o aktualnej temperaturze (odblokowanie automatyki umożliwiało ręczne zadawanie temperatury). Rozwiązaniem problemu było zastosowanie specjalnej osłony czujnika. Inną zależnością mającą wpływ na poprawność działania automatyki był wpływ chwilowych zmian prądu na sygnalizację przeciążeń podczas występowania zwarć w pobliżu automatyki. Problemem okazał się brak zastosowania odpowiednio nastawionych zwłok czasowych, pozwalających znieczulić sygnalizację automatyki w przypadkach gwałtownych skoków wartości prądu. Nie dotyczył on algorytmu decyzyjnego, ponieważ w tym przypadku zastosowano odpowiednie znieczulenie. Problemy ustały po odpowiednim spowolnieniu momentu wysyłania przez automatykę sygnalizacji przeciążenia.

Jednakże na bazie zebranych doświadczeń od 2010 r. wysoko można ocenić platformę sprzętową, głównie ze względu na bezawaryjną pracę sterowników oraz posiadanych cech funkcjonalnych.

6. Podsumowanie

Automatyki odciążające zalicza się do grupy automatyk systemowych o charakterze prewencyjnym. Ich rolą jest wspieranie służb ruchowych PSE SA w warunkach powstawania przeciążeń, gdy muszą być podejmowane bardzo szybkie działania aby ochronić system przed rozległą awarią powodowaną kaskadowym wyłączaniem elementów sieci. Potrzeba stosowania tego typu automatyk jest podyktowana wyczerpaniem możliwości operatywnego wyeliminowania stanów przeciążania. PSE SA we współpracy z elektrowniami opracowuje algorytmy decyzyjne automatyk odciążających tak by w możliwie najlepszy i bezpieczny sposób stosować redukcję mocy bloków.

Literatura

- [1] Machowski J., Robak S., Pokora S., Głaz M., Lasota S.: Koncepcja działania automatyki odciażającej w SE Kozienice. XIX Ogólnopolska Konferencja Zabezpieczenia Przekaznikowe w Energetyce, 2016 r.
- [2] Machowski J., Robak S., Baczyński D., Gryszpanowicz K.: Opracowanie koncepcji i algorytmu automatyki przeciwkołysaniowo-odciążającej stacji 400/220 kV Rogowiec oraz automatyki przeciwkołysaniowo-odciążającej stacji 400/220/110 kV Kozienice. Praca na zlecenie PSE Innowacje, 2013 r.

