

AUTOMATYCZNE WYDZIELENIE UKŁADU WYSPOWEGO W PROCESIE OBRONY SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO PRZED AWARIĄ KATASTROFALNĄ

Mariusz Szymanek

Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki

Streszczenie. Rosnące zagrożenie awarią systemową typu blackout w polskim systemie elektroenergetycznym wymaga doskonalenia istniejących metod obrony i odbudowy. Artykuł zawiera przegląd istniejących środków techniczno-organizacyjnych w tym zakresie. Przedstawia również nowy algorytm kontrolowanego wydzielenia zbilansowanej wyspy obciążeniowej ze źródłem mocy w postaci elektrociepłowni miejskiej. Algorytm stanowi uzupełnienie i usprawnienie metod obrony KSE i zwiększa niezawodność zasilania aglomeracji miejsko-przemysłowej.

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo SEE, plany obrony, algorytm kontrolowanego wydzielenia wyspy obciążeniowej

AUTOMATIC SEPARATION OF ISLANDING ZONE AS THE POWER SYSTEM PROTECTION AGAINST BLACKOUTS

Abstract: Ever growing hazard of blackout occurrence in the Polish power system requires enhancing of already used methods for the power system protection and restoration. The paper includes a review of structures and technical means presently used for that purpose. It also presents a new algorithm for controlled separation of a balanced load island with a municipal CHP as a power source. The algorithm supplements a method for the power system protection and increases power supply reliability for an industrial-urban agglomeration.

Keywords: power system safety, protection schemes, algorithm for a controlled separation of a load island

Wstęp

W okresie ostatnich kilkunastu lat trzykrotnie w przypadku krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) następował wzrost zainteresowania problematyką obrony i odbudowy systemu: w latach poprzedzających przyłączenie KSE razem z grupą CENTREL do ówczesnego UCPT (18 października 1995 roku), w końcu lat dziewięćdziesiątych w związku z tzw. problemem roku 2000 oraz po wystąpieniu wielkich awarii systemowych w roku 2003 i kolejnych. Awarie systemowe, jakie miały miejsce w ostatnich latach uświadomiły wszystkim, że zagrożenie jest realne i może wystąpić praktycznie w każdym systemie elektroenergetycznym.

Wydarzenia te stały się wówczas szeroko dyskutowanym tematem konferencji i seminariów, czasopism naukowo-technicznych oraz dyskusji politycznych nad stanem bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) [1, 3], potrzebą weryfikacji istniejących planów obrony i odbudowy oraz do podjęcia prac nad opracowaniem nowych zabezpieczeniowych strategii prewencyjnych, uwzględniających aktualne uwarunkowania techniczne, rynkowe i prawne pracy systemu.

1. Zagrożenia dla polskiego systemu elektroenergetycznego

Eksploatacja krajowego systemu elektroenergetycznego odbywa się zgodnie z obecnymi kryteriami bezpieczeństwa coraz bliżej granic bezpiecznej pracy, zwiększając istotnie ryzyko awarii katastrofalnych, wywołane zwykłymi stanami zakłóceniami.

Podstawowe zagrożenia dla bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego (SEE):

- rosnące w tempie blisko 3% rocznie zapotrzebowaniem na energię elektryczną przy jednoczesnym starzeniu się urządzeń wytwórczych i przesyłowych,
- uwolnienie rynku energii elektrycznej oraz wymiana międzynarodowa powodują zmianę kierunków przepływów mocy w odpowiedzi na impulsy rynku, zmieniając ukształtowany w długim okresie model rozprawy i mogą prowadzić do ekstremalnych obciążeń niektórych obszarów sieci przesyłowej i rozdzielczej, a w konsekwencji zagrożić stabilności systemu SEE,
- deregulacja rynku energii elektrycznej i wyższy priorytet maksymalizacji zysku nowych dla właścicieli majątku wytwórczego niż niezawodność dostaw,

- brak nowych inwestycji i modernizacji istniejących mocy wytwórczych i przesyłowych,
- dyrektywy Komisji Europejskiej dotyczące ochrony środowiska, nakładające restrykcyjne wymagania w zakresie emisji gazów cieplarnianych przez elektrownie co dodatkowo obniży rezerwy wytwórcze,
- konieczność priorytetowego traktowania energii wytworzonej w ramach odnawialnych źródeł energii (OZE) – konieczność utrzymania rezerw mocy.

Operator systemu przesyłowego (OSP), odpowiadający za bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i centralne sterowanie jego pracą, ma coraz trudniejsze zadanie w zarządzaniu ograniczeniami sieciowymi i bilansowaniu systemu.

2. Planowane środki obrony przed blackoutem

Plany obrony i odbudowy obejmują swoim zakresem procedury dyspozytorskie wprowadzania ograniczeń poboru energii elektrycznej oraz zainstalowane w sieci automatyki systemowe, które na podstawie lokalnych parametrów pracy realizują samoczynne działania dla likwidacji zagrożenia. Podstawowym, podlegającym ciągłej aktualizacji, elementem planu obrony KSE (według standardu ENTSO-E) są [2]:

- automatyka SCO - pozwalająca na wyłączenie zasilania fragmentów sieci rozdzielczej przy spadku częstotliwości nawet do 50% zapotrzebowania w podziale na 5 stopni,
- automatyki sieciowe (przeciwołtaniowe, rozcinające) – instalowane zwykle w rozdzielniach przyelektrownianych, umożliwiające przejście do pracy na potrzeby własne jednostek wytwórczych posiadających taką zdolność,
- regulacja pierwotna - bardzo szybka regulacja mocy w blokach energetycznych, uruchamiana na podstawie wartości lokalnie mierzonej częstotliwości (odchyłka częstotliwości o np. 200mHz), realizowana przez regulatory turbin jednostek biorących udział w tym procesie; czas uaktywnienia regulatorów turbin w ramach regulacji pierwotnej wynosi 10-12 s,
- regulacja wtórna – realizowana przez stosunkowo wolny regulator centralny tzw. ARCM. Jej celem jest likwidacja uchybu regulacyjnego obszaru oraz przywrócenie częstotliwości systemu do wartości zadanej. Czas uaktywnienia regulatorów turbin w ramach regulacji pierwotnej wynosi 30 s, czas trwania do 15 minut,

- plany ograniczeń deficytowych - możliwe do wykorzystania przy zagrożeniach niedoboru przewidywanych z dużym, kilkudniowym wyprzedzeniem,
- plany ograniczeń awaryjnych i katastrofalnych; procedura wprowadzona przez OSP pozwalająca na uzyskanie efektu w stosunkowo krótkim czasie – około godziny, ograniczenia realizowane są przez OSR jako ręczne wyłączenia fragmentów sieci rozdzielczej.

Ze względu na szybkość awaryjnych stanów przejściowych, opanowanie załamania częstotliwości może być realizowane tylko w sposób automatyczny.

Zadanie obrony całego systemu przed załamaniem częstotliwości w razie wystąpienia deficytu mocy w systemie oraz, co nabiera coraz większego znaczenia, obronę wysp utworzonych w wyniku rozpadu systemu pełni automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO).

Tabela 1. Zalecane stopnie nastaw automatyki SCO i odpowiadające im zrzućty obciążenia – źródło [3] str. 91

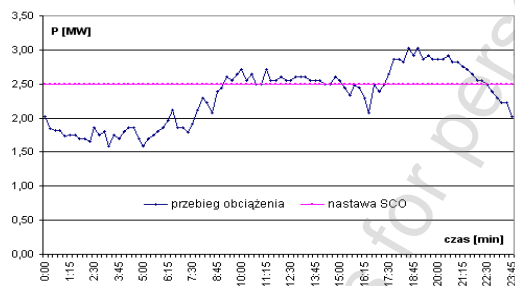
| Stopień SCO | - | I | I ¹ | II | II ¹ | III | IV | V |
|--|------|-----|----------------|------|-----------------|------|------|------|
| Próg zadziałania | [Hz] | 49 | 49 | 48,7 | 48,7 | 48,5 | 48,3 | 48,1 |
| Zwłoka czasowa ² | ms | 200 | 500 | 200 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Moc odciążenia ³ na stopniu ΔP/P | [%] | 22 | 7 | 22 | 7 | | | |
| Sumaryczna moc na stopniu ΔP/P | [%] | 29 | | 29 | | 20 | 11 | 11 |

¹podział na stopniach wynika z różnych nastawionych czasów zwłoki

²zwłoka czasowa (T) – suma czasu własnego (t₀) i nastawy czlonu przekaźnika (Δt)

³moc odciążenia liczona jako procent szczytowego obciążenia systemu

Podstawową wadą stosowanego dotychczas algorytmu SCO jest działanie faktycznie w oparciu o jeden parametr tj. bezwzględną wartość częstotliwości mierzoną lokalnie oraz brak czlonu predykcyjnego. Zanim nastąpi przejście do pracy wyspowej, mamy wyłączone w kolejnych stopniach 50% mocy szczytowej zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym. Ponieważ układy automatyki SCO działają niejako „statycznie”, tzn. nie analizują rzeczywistego rozkładu obciążenia w węzle, a wyłączenie odbiorów odbywa się według z góry założonych obciążeń, mogą mieć trudności z oszacowaniem deficytu mocy w systemie w początkowej fazie awarii. Prawdopodobne jest wystąpienie sytuacji, że rzeczywiste wyłączone obciążenia nie będą stanowiły założonego udziału w całkowitym odciążeniu.



Rys. 1. Dobowy przebieg sumarycznej mocy przypisanej do 2° automatyki SCO w jednej z linii 15 kV – opracowanie własne

Przez ponad połowę doby możliwa do wyłączenia moc jest mniejsza od nastawionej. Rozszerzając analizę dla całości nastaw oraz uwzględniając zmienność obciążenia w dłuższym przedziale czasowym można stwierdzić, że skuteczność SCO jest mało satysfakcjonująca. W przypadku niewielkiego niezbalansowania moc wyłączona na „i-ty” stopniu nie powstrzyma spadku częstotliwości, w konsekwencji czego nastąpi wyłączenie mocy przewidzianej na „i+1” stopniu. Wyłączona moc będzie większa niż to jest wymagane do skutecznego odciążenia systemu. Przy bardzo dużym deficycie z kolei, moc wyłączona we wszystkich stopniach nie zahamuje spadku częstotliwości, co doprowadzi do całkowitego blackoutu.

3. Poszukiwania nowych rozwiązań

Większość ekspertów z dziedziny pracy systemów elektroenergetycznych zgodnie uważa, że nie jest możliwe całkowite zabezpieczenie się przed możliwością rozległych awarii systemowych. Dyskutowane są nowe rozwiązania w zakresie zarządzania systemem elektroenergetycznym, procedur eksploatacyjnych i automatyk systemowych, mające na celu skuteczne diagnozowanie i monitorowanie stanu pracy systemu, zapobieganie i ograniczanie skutków stanów awaryjnych oraz sprawna restytucja. W celu ograniczenia prawdopodobieństwa wystąpienia awarii systemowych w przyszłości przydatne są doświadczenia płynące z poznania okoliczności związanych z zaistniałymi historycznie blackoutami, wykorzystywanie dostępnych rozwiązań technicznych, nowych technologii obrony systemu, stosowanie się do dobrych praktyk projektowych zabezpieczeń, właściwy dobór nastaw.

Podążając za wymaganiami określonymi w ENTSO-E Operation Handbook oraz IRiESP dla przekaźników podczęstotliwościowych, najnowsze produkty tego typu Ex mBEL_SCO firmy ELKOMTECH [7], czy też RFT-451 firmy ZEG Energetyka [9] posiadają m. in. następujące funkcje:

- zabezpieczenie podczęstotliwościowe $f <$ z definiowaną ilością stopni (do 8), każdy stopień ma niezależnie nastawiany próg częstotliwościowy i czas działania,
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe $f >$ ze stykową sygnalizacją zadziałania,
- zabezpieczenie df/dt do monitorowania tempa zmiany częstotliwości,
- zabezpieczenie podnapięciowe $U <$ - dwa stopnie w standardowej konfiguracji,
- zabezpieczenie dU/dt do monitorowania szybkości zmian napięcia,
- możliwość tymczasowego blokowania funkcji zabezpieczeniowych,
- wejściowy układ pomiarowy bieżący pomiar (I_1, I_2, U, f),
- dwa wejścia dwustanowe dla zabezpieczeń zewnętrznych (technologicznych) lub do blokady działania wybranych zabezpieczeń,
- zegar czasu rzeczywistego,
- dokładność pomiaru częstotliwości ≤ 10 mHz,
- gwarantowany czas własny poniżej 100 ms,
- pewność poprawnej pracy w zakresie od $0,5 U_n$ do $1,1 U_n$,
- nastawialny zakres częstotliwości z przedziale 47-50 Hz,
- nastawialną zwłokę czasową w zakresie 0,05-1s,
- rejestrator zakłóceń,
- rejestrator przebiegów wolnozmiennych,
- dziennik zdarzeń na wiele lat funkcjonowania urządzenia.

Przedstawione przez Politechnikę Gdańską algorytmy rozmytej, rozmytej adaptacyjnej automatyki odciążającej (RAAO) [6] oraz inteligentnego częstotliwościowo-napięciowego odciążania (ICNO) [8], realizują w nowy sposób identyfikację awarii systemowych. Pozbawione niektórych wady automatyki SCO, odpowiadają jednocześnie na większość postulowanych wymogów, a mianowicie:

- decyzja o wyłączeniu podejmowana jest na podstawie aktualnej wartości częstotliwości, gradientu częstotliwości df/dt oraz wzajemnej relacji między nimi,
- automatycznie oceniana jest wartość przeciążenia (parametr df/dt),
- zwiększa skuteczność działania przy dużych przeciążeniach (nie są ustalane „na sztywno” progi zadziałania) – dla skutecznego odciążenia możliwe jest wyłączenie jednej grupy odbiorów przy małym przeciążeniu, jak również wszystkich grup odbiorów w przypadku przeciążeń dużych.
- algorytm ICNO reaguje na przeciążenie mocą bierną.

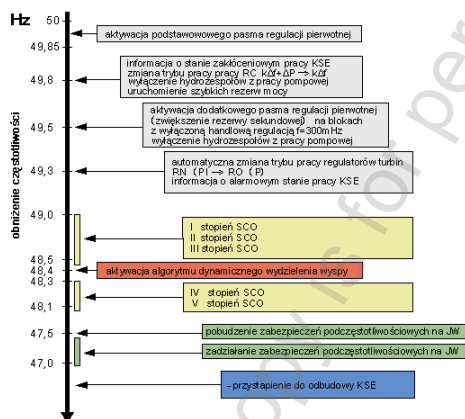
Na podstawie stwierdzonego zagrożenia (kryterium podczęstotliwościowe) należy podjąć działania obronne, zmierzające do powstrzymania pogłębiania się zaburzenia bilansu mocy, ograniczenia skutków zakłócenia i sprawnej odbudowy systemu. Ze względu na charakter zjawiska muszą to być działania szybkie, automatyczne, z pominięciem czynnika ludzkiego w podejmowaniu decyzji o wyłączeniu wytypowanych odbiorów.

4. Kontrolowane wydzielenie układu wyspowego

Omawiana automatyka kontrolowanego wydzielenia układu wyspowego bazuje na algorytmie działania całkowicie odmiennym od dotychczas stosowanych. Jej zastosowanie może być dyskusyjne z punktu całego systemu, ale może gwarantować bezpieczeństwo mieszkańcom aglomeracji, dla których pozbawienie zasilania prowadzi do skutków katastrofalnych. Algorytm omawianej automatyki odciążającej zakłada korzystanie z informacji pozyskanych w czasie rzeczywistym z objętego sterowaniem i nadzorem fragmentu sieci, śledzących on-line rozkład obciążenia i konfigurację sieci (stany łączników). Zakłada zatem bieżące monitorowanie częstotliwości w pracującym synchronicznie systemie. Informacja o stanach wyłączników służy do określenia struktury rozpatrywanego fragmentu systemu i odwzorowania go w postaci węzłów i gałęzi grafu.

Ma temu służyć komunikacja z terminalem lub komputerem stacijnym jak również z ODM w przypadku zdalnego sterowania. Ich wykorzystanie następuje w momencie wystąpienia warunków inicjujących działanie algorytmu tj. obniżenia wartości częstotliwości (f) i/lub napięcia (U) poniżej dopuszczalnej wartości lub przekroczenie szybkości zmian częstotliwości (df/dt) i/lub napięcia (dU/dt). Identyfikacja zagrożenia awarią systemową odbywa się w oparciu o lokalny pomiar napięcia i częstotliwości przyjmowanych jako wartości kryterialne, a jednocześnie będące źródłem wyznaczenia parametrów df/dt i dU/dt , potwierdzających skalę zagrożenia. Oprócz ciągłego śledzenia częstotliwości i napięcia mierzonych lokalnie, realizowany jest zdalny pomiar mocy czynnej i biernej odbieranej w poszczególnych rozdzielniach 110 kV.

Zakłada się, że na rozpatrywanym obszarze znajdują się odbiory w takiej ilości i o takiej mocy, aby moc przez nie odbierana odpowiadała co najmniej maksymalnej mocy generatora, wokół którego powstanie wyspa. Fluktuacyjne zmiany częstotliwości i napięcia związane z przełączeniami i zmianą obciążeń generatora są regulowane przez układy regulacji bloku i nie stanowią zagrożenia dla jego prawidłowej pracy.



Rys. 2. Schemat postępowania przy dynamicznym spadku częstotliwości z uwzględnieniem algorytmu wydzielenia (oprac. własne na podst. [4])

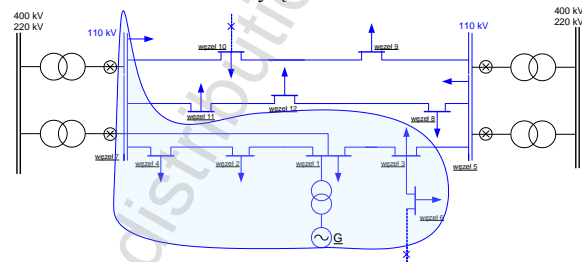
Po zidentyfikowaniu zakłócenia, w pierwszej kolejności aktywowany jest tryb regulacji obrotów turbiny. Jeżeli dzięki regulacji mocy generatorów nie zostanie osiągnięta równowaga mocy generowanej i obciążenia, a spadek częstotliwości postępuje, rozpoczyna się podczęstotliwościowe odciążanie. Przewiduje się, że działanie pierwszych trzech stopni SCO ($f_1=49\text{Hz}$, $t_1=0,2\text{s}$; $f_2=48,7\text{Hz}$, $t_2=0,5\text{s}$ i $f_3=48,5\text{Hz}$, $t_3=0,5\text{s}$). Jeśli odciążanie przez

SCO nie przyniesie spodziewanego efektu, a stromość opadania częstotliwości $df/dt > 150\text{mHz/s}$ wskazuje, że moc wyłączona w kolejnych stopniach SCO może okazać się niewystarczająca do zbilansowania mocy w systemie i systemowi grozi niekontrolowany rozpad, następuje inicjacja działania algorytmu wydzielenia wyspy przy częstotliwości $f=48,4\text{Hz}$.

Mając na uwadze ciągłe zmiany obciążenia (dobowe, roczne) oraz generacji źródła (sezonowość w przypadku elektrociepłowni) wytypowanie zbilansowanego obszaru wyspy musi następować dynamicznie.

5. Realizacja doboru obciążenia wyspy

Na rysunku 3 pokazano schemat fragmentu sieci 110 kV, odpowiadający w uproszczeniu sieci aglomeracji miejskiej. Symbolem \times oznaczono wyłączniki zbioru $\{W_B\}$ wyznaczające maksymalny zasięg wyspy, zasilanej z widocznego zespołu wytwórczego. Aktywacja algorytmu wydzielenia wyspy jest równoznaczna z otwarciem wyłączników \times .



Rys. 3. Fragment systemu ilustrujący koncepcję wydzielenia obszaru wyspowego z dobranym dynamicznie obciążeniem

W algorytmie dynamicznego wydzielenia układu wyspowego sieć elektroenergetyczna została odwzorowana za pomocą grafu nieskierowanego. Przyjęto następujące oznaczenia: graf $G = \langle V, E \rangle$, gdzie V jest zbiorem wierzchołków, a E zbiorem krawędzi, przy czym $E \subseteq \{\{x, y\} : x, y \in V\}$. Będą również używane oznaczenia $|V| = n$ i $|E| = m$, wykorzystywane w iteracjach podczas przeszukiwania grafu. Do reprezentacji grafów rzadkich, w których m jest dużo mniejsze niż n^2 , a takim jest system elektroenergetyczny, najwygodniejszą formą odwzorowania jest lista sąsiedztwa, czyli lista par wierzchołków połączonych krawędzią. W powyższym grafie $G = \langle V, E \rangle$ wyróżniony jest wierzchołek startowy s . Jest nim węzeł wytwórczy, charakteryzujący się mocą wytwarzaną P_G oraz mocą obciążenia na potrzeby własne P_w . Dobór obciążenia następuje poprzez sprawdzenie w kolejnych krokach wszystkich wierzchołków grafu. Po każdym kroku porównywana jest brakująca moc do zbilansowania generacji z łączną mocą obciążenia węzłów odwiedzonych dotychczas. Algorytm jest powtarzany aż do uzyskania wymaganej mocy spośród rozdzielni znajdujących się najbliższej generatora. Wyłączenie nadwyżki mocy obciążenia odbywa się poprzez wysłanie impulsu do wyłączników w polach transformatorów zlokalizowanych poza wyspą.

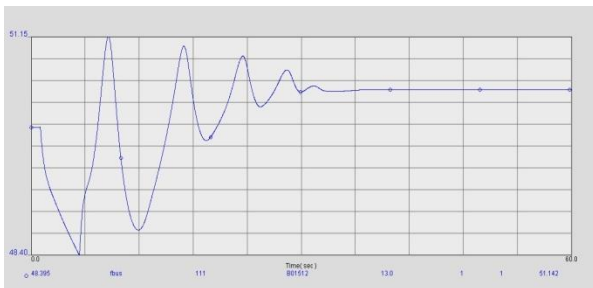
Algorytm wykorzystuje metodę zwaną przeszukiwaniem wszzer BFS (ang. *breadth first search*). W tym sposobie przeszukiwania grafu granica między odwiedzanymi i nie odwiedzanymi wierzchołkami przekraczana jest jednocześnie na całej szerokości. Wierzchołki w odległości k od źródła odwiedzane są przed wierzchołkami w odległości $k+1$. Wierzchołki sprawdzone, ale jeszcze niewykorzystane są gromadzone w kolejce Q typu FIFO (*first in, first off*).

6. Badania symulacyjne

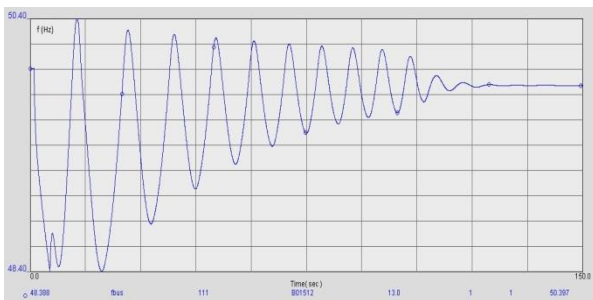
Dla potwierdzenia skuteczności działania algorytmu wyboru wyspy wykonano badania symulacyjne na modelu sieci testowej Cigre 7G. Zarejestrowano przebieg zmienności częstotliwości w funkcji czasu od stanu ustalonego przed zakłóceniem do osiągnięcia ponownego stanu ustalonego w wydzielonej wyspie.

Badano również zmienność częstotliwości przy takim samym zakłóceniu i nastawach automatyki SCO, ale z pominięciem algorytmu wydzielenia wyspy. Analizę systemu elektroenergetycznego wykonano za pomocą pakietu do badań rozplywowych i analizy dynamicznej systemu PSLF.

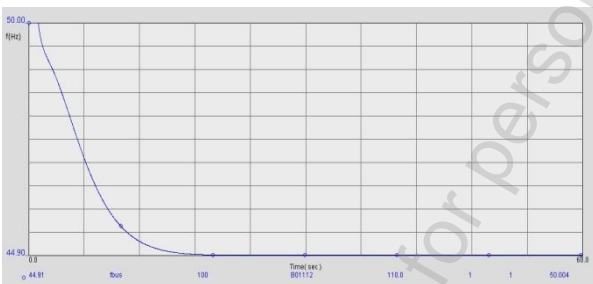
W skład przyjętego do badań modelu systemu wchodzi 7 bloków wytwórczych o łącznej mocy znamionowej równej 1730,9 MW. Bloki przyłączone do sieci 220 kV modelowane są w sposób uproszczony za pomocą modeli regulatorów i turbin dostępnych w bibliotece programu PSLF ze względu na fakt, że nie wchodzi w skład tworzonej wyspy. Na potrzeby badań przyjęto, że pracują one ze stałą wartością mocy czynnej i nie biorą udziału w regulacji częstotliwości. Blok wytwórczy elektrociepłowni pracujący na sieć 110 kV zamodelowano w sposób dokładny tj. z wykorzystaniem pełnego modelu generatora wraz z układem wzbudzenia i modelem turbiny odpowiadającym stosowanym w polskich elektro- ciepłowniach układowi.



Rys. 4. Częstotliwość przy wydzieleniu wyspy z nadwyżką mocy generowanej w testowanym modelu systemu elektroenergetycznego



Rys. 5. Częstotliwość przy wydzieleniu wyspy z nadwyżką mocy obciążenia w testowanym modelu systemu elektroenergetycznego



Rys. 6. Częstotliwość ustalona tylko przy udziale SCO z pominięciem zabezpieczeń podczęstotliwościowych bloku w testowanym modelu systemu

Traktując sieć jako graf, dobór obciążenia do mocy generowanej odbywa się w sposób dyskretny (skokowy), z dokładnością do mocy jednego węzła. Wyznaczając obszar wyspy można przyjąć w zakresie zdolności regulacyjnych jednostki pracę z nadwyżką mocy generowanej lub nadwyżką mocy odbiorczej. Pierwsze rozwiązanie skraca czas osiągnięcia znamionowej wartości częstotliwości (łatwiej ograniczyć moc generowaną niż ją zwiększyć, kiedy turbina jest maksymalnie obciążona) i pozwala dociążyć jednostkę poprzez dalsze zwiększanie obciążenia po osiągnięciu stabilnej pracy, co jest istotne przy restytucji systemu. Drugie rozwiązanie preferuje zasilanie jak największej liczby odbiorców kosztem dłużej osiąganego stanu ustalonego, przy czym ustalona częstotliwość jest niższą od znamionowej.

7. Wnioski

Główny ciężar zasilania odbiorców w ciepło i energię elektryczną na terenie aglomeracji miejsko-przemysłowych spoczywa na lokalnych elektrociepłowniach. Utrzymanie ich w ruchu w warunkach rozpadu systemu powinno być kluczowym zagadnieniem w planach obrony.

Stosowana w KSE metoda obrony przed awarią systemową oparta na automatyce SCO w pewnych warunkach może okazać się zawodna.

Badania symulacyjne potwierdzają, że proponowany sposób doboru obciążenia i wydzielenia zbilansowanej wyspy, ze źródłem mocy w postaci elektrociepłowni miejskiej, w sytuacji zagrożenia rozpadem systemu pozwala utrzymać w pracy blok wytwórczy, co może przynieść wiele korzyści:

- ograniczenie do teoretycznego minimum rzutu obciążenia, minimalizując obszar pozbawiony zasilania w wyniku awarii,
- utrzymany w pracy blok wytwórczy pozwoli przyspieszyć odbudowę systemu,
- utrzymany w pracy blok wytwórczy może po utworzeniu toru rozruchowego dostarczyć mocy rozruchowej odstawionym awaryjnie jednostkom, dzięki czemu skraca się czas trwania zakłócenia w KSE,
- dynamiczny dobór obciążenia powoduje, że skuteczność działania nie zależy od warunków, w jakich nastąpiło zaburzenie bilansu mocy.

Istotne dla udanego przejścia do pracy wyspowej jest, aby detekcja zagrożenia blackoutem odbyła się szybko i była identyfikowana na podstawie wiarygodnych informacji z systemu.

Przedstawione rozwiązanie przewiduje połączenie znanych rozwiązań technologicznych z obszaru informatyki (algorytm), telekomunikacji (telesterowanie i telepomiar) i automatyki (koordynacja nastaw z istniejącymi automatykami). Realizacja algorytmu automatycznego wydzielenia obszaru wyspowego z dynamicznie dobranym obciążeniem może być jeszcze łatwiejsza do zrealizowania dzięki specjalistycznym systemom do nadzoru pracy sieci i operacji łączeniowych wykorzystujących Wide Area Measurement Systems (WAMS).

Literatura

- [1] Dudzik J.: *Rola operatorów systemów dystrybucyjnych planach obrony i odbudowy KSE*. II Konferencja Naukowo-Techniczna Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny, Poznań, kwiecień 2007 – zeszyt tematyczny nr XX/2010.
- [2] Kasprzyk S.: *Bezpieczeństwo pracy polskiego systemu elektroenergetycznego*. Poznań, kwiecień 2004.
- [3] Kasprzyk S., Sieniuc J.: *Czy Polsce grozi blackout? Wokół Energetyki* 6(16), grudzień 2003.
- [4] Klimpel A.: *Odciążanie jako ostateczny środek obrony KSE*. Konferencja Naukowo-Techniczna Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny, Poznań, maj 2012. Energetyka – zeszyt tematyczny nr XXIII.
- [5] Konsorcjum Politechnik: Gdańskiej, Śląskiej, Warszawskiej i Wrocławskiej: *Projekt badawczy zamawiany Nr PBZ-MeIN-1/2/2006 „Temat 6.1.: Symulacje gwałtownych stanów nienormalnych i awaryjnych*. Gdańsk, grudzień 2008.
- [6] Marszałkiewicz K., Sroka K., Grządzielski I.: *Możliwość pracy bloków energetycznych elektrociepłowni z wydzielonymi wyspami obciążeniowymi*. Konferencja Naukowo-Techniczna Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny, Poznań, czerwiec 2010.
- [7] Szaniawski W.: *Działanie zabezpieczeń częstotliwościowo-napięciowych w warunkach zakłóceń sieci elektroenergetycznej*. Konferencja Naukowo-Techniczna Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny, Poznań, czerwiec 2010. Energetyka – zeszyt tematyczny nr XX/2010.
- [8] Szczerba Z., Zajczyk R.: *Inteligentne częstotliwościowo-napięciowe odciążanie w systemie elektroenergetycznym*. Seminarium Ogólnopolskie, Poznań, kwiecień 2004 r.
- [9] ZEG Energetyka informacje firmowe: *Zabezpieczenia częstotliwościowe dla automatyki SCO*. Wiadomości Elektrotechniczne nr 11/2007.

Mgr inż. Mariusz Szymanek
e-mail: zmszymanek@wp.pl

Słuchacz Studiów Doktoranckich na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej, Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń,

Pracownik PGE Dystrybucja S.A Oddział Warszawa

