ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1999
Seria: ELEKTRYKA z. 164 Nr kol. 1409

Paweł SOWA, Przemysław SEWERYN

MODELOWANIE DYNAMIKI SYSTEMU W WARUNKACH AWARII SYSTEMOWEJ

Streszczenie. W artykule przedstawiono ogólną koncepcję modelu systemu elektroenergetycznego dla celów analizy zjawisk towarzyszących restytucji układu. Przeanalizowano wymagania stawiane takiemu modelowi oraz oceniono możliwości wykorzystania dotychczas stosowanych modeli elementów układu elektroenergetycznego wykorzystywanych w znanych komputerowych programach użytkowych.

DYNAMIC MODEL OF POWER SYSTEM FOR BLACKOUT CONDITIONS

Summary. The general idea of the power system model for investigations of the phenomena accompanying network restoration is presented in the paper. The requirements for such a model are analyzed and the possibilities of applying the previous models of the of power system elements used in well-known computer programs are estimated as well.

1. WPROWADZENIE

Aktualnie będące do dyspozycji komputerowe programy symulacyjne stwarzają możliwość przeprowadzania obliczeń numerycznych przebiegów przejściowych w układach elektroenergetycznych zawierających ponad kilkanaście tysięcy węzłów. Generalnie model układu podczas obliczeń nie ulega zmianie, zaś połączenia między poszczególnymi elementami systemu wynikają bezpośrednio ze stanu urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Najczęściej zakłada się prostą sekwencję czasową zakłóceń i nie uwzględnia się zjawisk dynamicznych spowodowanych udanym lub nieudanym działaniem tej automatyki. Takie podejście może stanowić utrudnienie przy poszukiwaniu modeli systemu elektroenergetycznego z punktu widzenia odwzorowania wielu zjawisk zachodzących w systemie, takich jak np.:

- działanie automatyki rozcinającej,

- awarie systemowe (zakłócenia wielokrotne i niejednoczesne),
- praca odbiorów podczas zakłóceń.

Wymienione zagadnienia związane są m.in. z możliwością pracy wyspowej wydzielonych części systemu oraz utratą powiązania z UCPTE, likwidacją zapadów lub wzrostów częstotliwości itp.

We wszystkich zagadnieniach występować będzie problem ekwiwalentowania fragmentów sieci. Obliczanie przebiegów w układzie oryginalnym zawsze będzie związane z wątpliwościami dotyczącymi celowości dokładnego modelowania każdego z elementów, bądź zakresu uproszczeń układu oraz ich wpływu na wiarygodność otrzymywanych wyników. W niektórych z dostępnych programów możliwe jest określenie zastępczego schematu za pomocą identyfikacji parametrów układów ekwiwalentnych [1]. Bardzo nieufnie natomiast należy oceniać proponowane w wielu programach "tworzenie sieci zastępczych" za pomocą algorytmów redukcji układu. Takie schematy są prawidłowe tylko dla stanów ustalonych, albowiem podczas redukcji stosowanych jest wiele założeń upraszczających [2].

Dla systemów, w których mają być prowadzone badania stanów przejściowych, brak jest uogólnionego kryterium, na podstawie którego można by z góry określić strukturę zredukowanego schematu zastępczego. Dopiero po porównaniu przebiegów z rzeczywistymi można ocenić wybrany układ zredukowany. W przypadku gdy wybrana struktura nie spełnia wymagań dokładności odwzorowania przebiegów w układzie oryginalnym, należy zmienić układ zastępczy, a następnie przeprowadzić kolejną identyfikację parametrów nowego układu. Prawidłowy dobór parametrów schematu zastępczego staje się w tej sytuacji najważniejszym etapem optymalizacji układu zredukowanego. Jednym z głównych celów w tej dziedzinie staje się zatem konieczność opracowania nowego kryterium identyfikacji parametrów schematu zastępczego, dzięki któremu będzie możliwe prowadzenie analiz numerycznych dla symulacji elektromechanicznych zjawisk przejściowych podczas zakłóceń w systemie elektroenergetycznym.

Odrębnym zagadnieniem podczas modelowania układu elektroenergetycznego jest wybór metodyki symulacji. Podejście modelowania "wieloskalowego", prezentowane w wielu współczesnych programach, pozwala teoretycznie uzyskać bardzo dokładny sygnał wejściowy "widziany" przez układy automatyki systemowej. Wykorzystanie metody składowych symetrycznych pozwala wprawdzie otrzymać sygnały prądowe i napięciowe dla częstotliwości znamionowej, lecz powoduje utrudnienie możliwości oceny zjawiska nasycenia przekładników oraz wpływu składowej nieokresowej. Z kolei zastosowanie metodyki stosowanej m.in. w programie EMTP pozwala na pełną analizę tego typu zjawisk, jednak obydwie metody są dla badania zjawisk elektromechanicznych niepraktyczne. Program EMTP bowiem napisany został głównie z myślą o przebiegach elektromagnetycznych (zakresy mili- i mikrosekundowe), w związku z tym wymagane są zbyt szczegółowe dane (z punktu widzenia analizy zjawisk elektromechanicznych), co niepotrzebnie wydłuża czas obliczeń.

W pakiecie programowym GE PSLF, zakupionym przez PSE SA, założono synonimiczność wielkości w fazie L1 oraz dla składowej zgodnej [3]. Zgodnie z tym tylko w miejscu zwarcia rozpatruje się wszystkie składowe symetryczne, natomiast przy rozpływach prądów analizuje się tylko składową zgodną. Według autorów programu taki poziom modelowania jest w pełni adekwatny dla odwzorowania przebiegów elektromechanicznych w systemie elektroenergetycznym z uwagi na fakt niewielkiego wpływu prądów składowych zerowej i przeciwnej wirnika. Takie podejście może spowodować jednak niedokładne odwzorowanie prądów wejściowych dla automatyki zakłóceniowej podczas zwarć niesymetrycznych. Zdaniem autorów tego oprogramowania [3], wada ta nie jest istotna, bowiem większość analizowanych zakłóceń ma charakter symetryczny, co oczywiście nie jest zgodne z praktyką.

Tej wady pozbawiony jest program PROSA [4] wchodzący m.in. w skład zintegrowanego pakietu oprogramowania INTEGRAL. Zastosowane tutaj modele dokładnie odpowiadają wymaganiom analizy przebiegów elektromechanicznych. Wadą tego oprogramowania jest ograniczenie ilości odwzorowywanych elementów układu, jak również niektóre modele np. szyn zbiorczych z uwagi na konieczność dostosowania (przeliczania) danych do warunków wymaganych przez program PROSA.

Inne oprogramowanie NETOMAC [5] (firmy SIEMENS), oprócz tego, że nie zawiera wymienionych ograniczeń, posiada dodatkowo procedury ekwiwalentowania oraz identyfikacji parametrów schematów zastępczych. Program ten od niedawna jest również dostępny w kraju.

2. MODELOWANIE SYSTEMU DLA BADAŃ ODNOWY POAWARYJNEJ

2.1. Przyczyny oraz konsekwencje rozległych awarii systemowych

Na podstawie badań statystycznych stwierdzono, że bardzo częstą przyczyną awarii systemowych są złożone zakłócenia wielokrotne. Jest to o tyle istotne, że klasyczne obliczenia niezawodnościowe według kryterium n-1 zakładają niezależność zakłóceń. Jak wiadomo, podczas programowania rozwoju układów elektroenergetycznych kryterium n-1 stanowi podstawę planowania. Podczas takiego planowania bazę wyjściową stanowi obciążenie szczytowe, ponadto zakłada się wzrost obciążenia w następnych latach. W związku z tym będąca do dyspozycji rezerwa jest zazwyczaj większa od wymaganej dla bieżącego stanu obciążenia układu. W ten sposób jest możliwe wyłączenie pewnej części urządzeń do prac remontowych bez naruszenia zasad kryterium n-1.

Poniżej w tablicach zestawiono najbardziej znane awarie systemowe, które wystąpiły w światowych systemach elektroenergetycznych w ciągu ostatnich dwudziestu lat.

Wprawdzie dużą grupę przyczyn "black-out'u" stanowi nieprzestrzeganie zasad kryterium n-1 (tablica 1), jednak kryterium to nie przewiduje ich dalszego rozwoju, pomimo

że większość zakłóceń na początku powstałej awarii mogła być przewidziana za pomocą tego kryterium.

Tylko jedna z zaistniałych awarii mogła być uniknięta przez wykorzystanie będących do dyspozycji rezerw (tablica 2), innej zapobiegłby odpowiedni program blokujący niewłaściwe postępowanie (załączenie na zwarcie) dyspozytora (tablica 3). Jak wynika z tablicy 4, większość awarii systemowych nie mogła być przewidziana za pomocą kryterium n-1.

Tablica 1

Awarie systemowe, których przyczyną był brak zastosowania kryterium n-1

Miejsce zakłócenia	Data	Ubytek mocy [MW] / Czas przywracania obciążeń po awarii [godz.]	Przyczyna
USA (Miami)	16.05.77	brak danych	Przesył mocy w granicznym zakresie dopuszczalnym
USA (Colorado Wyoming)	2.02.78	ok. 300	
		brak danych	
Francja	19.12.78	ok. 29000	Brak zasilania z nieznanych powodów
		ok. 9	
Szwecja	27.12.83	ok.11400	Uszkodzenie odłącznika powodujące zadziałanie zabezpieczenia szyn zbiorczych
		ok.7	
Algieria	22.09.84	ok. 500	Zakłócenie w elektrowni - w konsekwencji brak zasilania
		ok. 4	

Tablica 2

Awaria, która mogła być przez obliczenia komputerowe rozpoznana

Miejsce zakłócenia	Data	Ubytek mocy [MW]	Przyczyna
USA Jacksonville	22.09.77	ok. 1000	Nierozpoznane problemy związane z rozpływem mocy biernej

Tablica 3

Awaria, która mogła być rozpoznana i uniknięta przez programy blokujące

Miejsce zakłócenia	Data	Ubytek mocy [MW] / Czas przywracania obciążeń po awarii [godz.]	Przyczyna
Niemcy - Berlin	5.11.80	ok. 775	Załączenie na zwarcie (błąd obsługi)
		ok. 1	

Tablica 4

Awarie systemowe, których przyczyną był brak zastosowania kryterium n-1

Miejsce zakłócenia	Data	Ubytek mocy [MW] / Czas przywracania obciążeń po awarii [godz.]	Przyczyna
Niemcy Bawaria	13.04.76	ok. 4200 / ok. 2,5	Wyłączenie zwarcia → awaria wyłącznika → wyłączenie bloków
USA, Salt Lake City	4.07.76	brak danych	Zwarcie doziemne, prawidłowe wyłączenie, zawodność urządzeń sterujących podczas ponownego załączania, wypadnięcie ważnej linii przesyłowej
USA Nowy Jork	13.07.77	ok. 5900 / ok. 25	Burza → wielokrotna zawodność zabezpieczeń oraz wyłączników
USA San Antonio	16.10.77	brak danych	Zerwanie przewodu odgromowego → zakłócenie w linii → dyspozycja mocy pozbawiona zasilania na skutek zaniedbań kontroli agregatów rezerwowego zasilania
USA San Diego	2.2.78	brak danych	Zawodność zabezpieczenia szyn zbiorczych
Szwecja	13.1.79	ok. 2700 / ok. 4	Zawodność zabezpieczenia, zbędne wyłączenie kilku linii przesyłowych przez zbędne pobudzenie zabezpieczenia odległościowego
Niemcy (część północna)	10.4.79	ok. 12000 / kilka min.	Zwarcie na szynach zbiorczych → odłączenie sieci
Niemcy Duisburg	27.5.81	brak danych. / ok. 4	Pożar transformatora - próby gaszenia mogące powodować zwarcie → odłączenie sieci
Dania	4.8.81	ok. 1100 / >1	Zawodnoś zabezpieczenia
Belgia	4.8.82	ok. 2400 / ok. 6,5	Wyłączenie elektrowni → deficyt mocy biernej, zbędne działanie zabezpiecze nia generatora

Z krajowych awarii systemowych największa była „dolnośląska" z lipca 1972 roku, w czasie której bez zasilania pozostały obszary całego Okręgu Dolnośląskiego, zachodniej części Okręgu Południowego i południowej części Okręgu Zachodniego. Przyczyną tej awarii, podczas której wyłączono około 3500 MW, było niewłaściwe postępowanie dyspozytorskie - brak szybkiego odciążenia jednego z przeciążonych autotransformatorów 400/220 kV, 330 MV·A w stacji Mikułowa.

Przyczyną innej dużej awarii „północno-wschodniej" w 1987 roku był duży deficyt mocy czynnej w wydzielonej awaryjnie części systemu oraz towarzyszące temu znaczne obniżenie napięcia i bardzo duży deficyt mocy biernej [6].

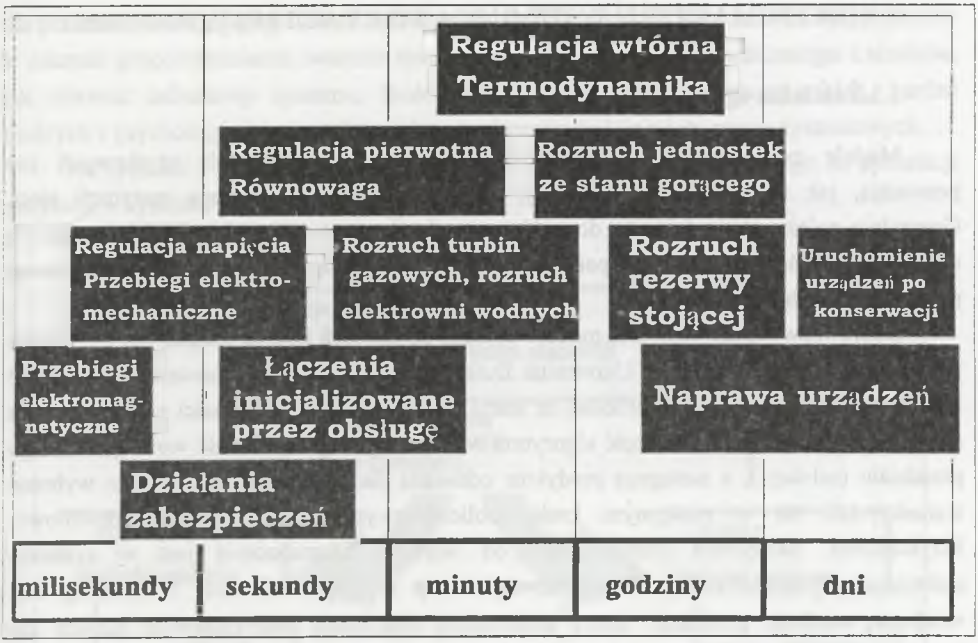
Przebieg ostatnich dwóch awarii systemowych w USA (1996) dostarczył wielu cennych informacji korygujących dotychczasowe podejście do analiz obliczeniowych prowadzonych dla oceny stanu systemu podczas zakłóceń złożonych Obydwie awarie miały tę samą przyczynę: wskutek bardzo wysokiej temperatury (38°C) nastąpiło obniżenie zwisających przewodów fazowych, co spowodowało zwarcie linii przesyłowej z drzewami. Podczas pierwszej awarii - na początku czerwca, linia została prawidłowo automatycznie wyłączona, niestety w linii równoległej zadziałało niepotrzebnie zabezpieczenie wyłączające również tę linię. To z kolei spowodowało automatyczne wyłączenie dwóch dużych jednostek z pobliskiej elektrowni. W konsekwencji pozostałe generatory z tej elektrowni zostały dociążone, w wyniku czego obniżyła się ich prędkość obrotowa, zaś częstotliwość systemu spadła o 0,1 Hz. W odpowiedzi na spadek częstotliwości zadziałały regulatory, zwiększając w ciągu kilku sekund dopływ pary lub wody do odpowiednich jednostek. Kaskadowe wyłączenia spowodowały w konsekwencji pozbawienie zasilania około dwóch milionów odbiorców w 14 stanach. Również w drugim przypadku „zwykłe" zwarcie linii przesyłowej z drzewem spowodowało „efekt domina" i wyłączenie prawie wszystkich zachodnich i niektórych południowych stanów USA.

Skutki wielkich awarii systemowych dają się określić w umownych trzech grupach :

- bezpośrednie, powstałe w czasie od kilku sekund do około 20 minut od momentu powstania awarii (zakłócenia w produkcji ciągłej, zatrzymane windy, spontaniczne kradzieże w sklepach),
- rozwijające się proporcjonalne do czasu trwania awarii (przerwy w produkcji, chaos komunikacyjny, wzrost liczby wypadków drogowych),
- występujące w czasie wielogodzinnej awarii, rozwijające się nieproporcjonalnie do czasu trwania awarii (psucie się środków spożywczych, plądrowanie, podpalanie itp.).

2.2. Model SEE dla celów analizy restytucji z punktu widzenia podziału czasowego stanów dynamicznych

Powszechnie wykorzystywanych umownych zakresów, dla których obowiązują odpowiednie modele elementów układu elektroenergetycznego, nie można bezpośrednio przenieść do analizy dla celów restytucji. Jak pokazano bowiem na rysunku 1, model dla celów restytucji obejmuje zakresy czasowe od milisekund do dni. Z punktu widzenia wymienionych programów użytkowych, takich jak EMTP, Netomac, PROSA, GE PSLF, gdzie wyraźnie następuje podział modeli dla zjawisk elektromagnetycznych oraz elektromechanicznych, można stwierdzić, że kompleksowy model systemu elektroenergetycznego dla celów obliczeń odbudowy systemu elektroenergetycznego po wielkich awariach praktycznie nie istnieje!



Rys. 1. Podział czasowy przebiegów dynamicznych, uwzględnianych w analizie restytucji
Fig 1. Time range of transients taken into consideration in power system restore analysis

Kierunki badań numerycznych, prowadzonych w wielu światowych ośrodkach naukowych, są wyznaczane na podstawie warunków pracy danego systemu. Największe doświadczenia na tym polu posiadają ośrodki w Universität Duisburg [7, 8] oraz Universität Stuttgart, przy czym ten ostatni bardzo ściśle współpracuje z energetyką szwajcarską [9]. Doskonałą weryfikację modeli proponowanych w Duisburgu stanowiły analizy przeprowadzone dla holenderskiego systemu elektroenergetycznego. Wszystkie światowe badania są prowadzone dla dwóch zasadniczych strategii odbudowy systemu:

- centralna odbudowa sieci przesyłowej wraz z synchronizacją elektrowni, a następnie przyłączenie obciążeń,
- odbudowa z małych wysp zawierających jeden lub więcej bloków elektrownianych, które pracowały na potrzeby własne lub są zdolne do startu "zimnego", następnie obciążenie tych samodzielnych wysp i synchronizacja tak powstających równoległych układów rejonowych.

Zasadniczo nie przeprowadza się obliczeń numerycznych restytucji za pomocą programów użytkowych. W nielicznych publikacjach opisane są wyniki analiz przeprowadzonych dla wybranych "fragmentów czasowych" restytucji [10]. W Polsce - w przeciwieństwie do licznych badań pomiarowych - również nie istnieje model systemu elektroenergetycznego do badań restytucji.

3. KONCEPCJA MODELU SYSTEMU DLA SYMULACJI RESTYTUCJI SIECI

3.1. Założenia ogólne

Modele zastosowane w znanych komputerowych programach użytkowych nie pozwalają, jak to stwierdzono powyżej, na zastosowanie do badania restytucji sieci. Generalnie należy stwierdzić, że do celów symulacji restytucji modelowanie za pomocą układów równań różniczkowych posiada wiele wad, zaś odpowiednie uproszczenia mogą powodować błędne wyniki.

Dobre rozwiązanie stanowią modele opisane za pomocą innych metod, np. stosowana w symulatorze treningowym w Universität Duisburg metoda predykcyjno-selekcyjna. Część algorytmu oblicza graniczne wielkości ze stanu poprzedniego jako wartości początkowe dla następnego (predykcja), inna część algorytmu wybiera wymaganą wartość wewnątrz danego przedziału (selekcja), a następnie predyktor odświeża dane dynamiczne, stosując wybrane wartości, tak że w następnym kroku obliczeniowym znowu pracuje prawidłowo. Przykładowo: odchylenie częstotliwości od wartości znamionowej jest w systemie elektroenergetycznym miarą dla równowagi mocy między zasilaniem i odbiorcą. Jak wiadomo, wielkość produkcji mocy pojedynczej elektrowni oraz całkowite zużycie nie zawsze jest znane, w związku z tym odchylenie częstotliwości jest podawane jako wektor stanu dla regulacji pierwotnej. Tylko tak jest to możliwe przy wspólnej pracy wielu bloków bez większego nakładu pracy i techniki komunikacyjnej.

W metodzie predykcyjno-selekcyjnej moce pobierane (obciążeń) oraz elektrowni (oddawane) są dokładnie znane. Proste dodanie wszystkich wartości mocy w jednym centralnym algorytmie daje informacje, czy równowaga mocy zostaje zachowana oraz czy inne rozłożenie mocy na bloki będzie potrzebne. Częstotliwość sieci jako wektor stanu oraz kompleksowe modelowanie systemu odpada.

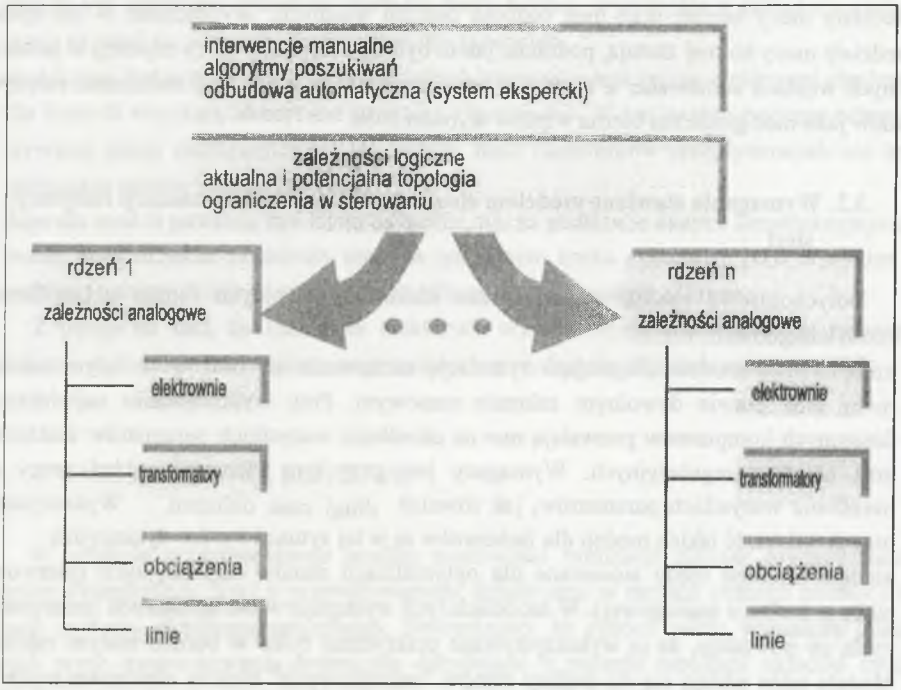
Jak to wynika z rysunku 1, model systemu elektroenergetycznego odpowiedni dla symulacji restytucji powinien spełniać następujące wymagania:

- obliczenia obejmują zakres czasu od paru sekund do kilku godzin,
- modele muszą uwzględniać zjawiska (w sytuacjach ekstremalnych):
  - zmian,, częstotliwości w systemie,
  - rozruch „stojącej rezerwy",
  - naprawę uszkodzonych elementów,
  - rozruch jednostek ze stanu gorącego

Oprócz czysto technicznych wielkości decydujących o jakości modelu powinny być również uwzględnione „czynniki ludzkie", takie jak nieprzewidywalna reakcja personelu dyspozytorskiego podczas awarii systemowej. Oznacza to konieczność stworzenia - przy założeniu obliczeń w czasie rzeczywistym oraz po uzupełnieniu modelu systemu o pulpit sterujący, odwzorowujący rzeczywiste warunki pracy dyspozytora - symulatora trenującego

dla personelu obsługującego. Może być on przydatny do okresowego szkolenia dyspozytorów w zakresie przeciwdziałania awariom systemowym oraz ograniczania ich zasięgu i skutków, jak również odbudowy systemu. Brak odpowiednich działań dyspozytorskich, bardzo trudnych z psychologicznego punktu widzenia, doprowadził do wielu awarii systemowych.

Na rysunku 2 przedstawiono ogólną koncepcję modelu hierarchicznego do symulacji restytucji w systemie elektroenergetycznym.



Rys. 2. Koncepcja hierarchicznego modelu systemu do badania restytucji
Fig. 2. Idea of the system hierarchical model for the system investigation

Ponadto muszą być wzięte pod uwagę zależności logiczne, jak np. zmienna topologia układu, zabezpieczenia ograniczenia oraz zależności analogowe dla elementów układu elektroenergetycznego, takich jak elektrownie, obciążenia, transformatory i linie.

Rdzenie układu, mogące stanowić wyspy utworzone po rozpadzie systemu, stanowią struktury niezależnych algorytmów. Wielkości wyjściowe modelu obciążenia stanowią przebiegi po ponownym załączeniu. Obciążenia wszystkich węzłów wyspy są sumowane, a powstałe w ten sposób obciążenie sumaryczne jest podstawą dla algorytmu centralnego sterowania. Centralny algorytm sterowania, symulujący regulację pierwotną bloków, wybiera z różnych dostarczanych przez modele elektrowni oraz zasilania granicznych interwałów

mocy (predyktor) taką część mocy, która w następnym kroku obliczeniowym będzie zasilała odpowiednie punkty w systemie (selektor). Tak wybrane moce zostają w poszczególnych węzłach sumowane, a następnie przekazywane do algorytmu obliczania rozpływu prądów jako moc zasilająca węzły.

Model bloków elektrowni cieplnej oblicza dwa różne graniczne przedziały mocy, które zostają wybiórczo przełączane do centralnego algorytmu. Oprócz tych granicznych mocy czynnych za pomocą tego modelu obliczane są, w zależności od wybranej mocy czynnej, przedziały mocy biernej oraz moc pozorna potrzeb własnych. Wyznaczone w ten sposób przedziały mocy biernej zostają, podobnie jak to było w przypadku mocy czynnej, w poszczególnych węzłach sumowane, a następnie przekazywane do algorytmu obliczania rozpływu prądów jako moc graniczna bierna węzłów wytwórczych.

3.2. Wymagania stawiane modelom elementów systemu dla symulacji restytucji sieci

Dotychczasowe modele matematyczne elektrowni cieplnych można sklasyfikować w trzech kategoriach:

- kompleksowe modele obejmujące symulację zachowania się bloków w całym zakresie mocy oraz prawie dowolnym zakresie czasowym. Przy wykorzystaniu największych dostępnych komputerów pozwalają one na określenie wszystkich parametrów elektrowni oraz układów regulacyjnych. Wymagany jest przy tym olbrzymi nakład pracy dla określenia wszystkich parametrów, jak również długi czas obliczeń. Wykorzystanie oraz przydatność takich modeli dla fachowców są w tej sytuacji bardzo dyskusyjne;
- modele niskiego rzędu stosowane dla optymalizacji stanów regulacyjnych (pierwotnie także w technice analogowej). W modelach tych występuje wiele uproszczeń linearyzacyjnych, co powoduje, że są wykorzystywane praktycznie tylko w bardzo małym zakresie. Modele takie nadają się do analizy stanów "sekundowych" bloków elektrownianych po ponownym załączeniu obciążenia, jednak dalsze rozszerzenie ich "ważności" na pozostały zakres czasowy jest problematyczne. Wiąże się to bowiem nie tylko z koniecznością zmiany parametrów modelu, ale również z ewentualnym przełączaniem niektórych fragmentów struktury modelu;
- modele przeznaczone dla analizy przebiegów wyrównawczych oraz obliczeń stabilności w systemie. Występują tutaj duże uproszczenia dotyczące odwzorowania układów regulacyjnych. Niemożliwe jest wykorzystanie tego typu modeli dla analizy restytucji z uwagi na brak możliwości odwzorowania właściwości przy rozruchu, jak również przy pracy na potrzeby własne.

Profil wymagań stawianych modelom elementów systemu dla symulacji restytucji sieci bardzo różni się od przedstawionych powyżej kategorii:

- model powinien umożliwiać symulację zjawisk zachodzących w elektrowniach cieplnych w zakresie od 10 sekund do czasu dowolnie długiego,

- należy zapewnić bardzo krótki czas obliczeń, aby w ten sposób określić zachowanie się bloków w czasie rzeczywistym. W tej sytuacji zostaje umożliwione zastosowanie takiego modelu na symulatorze trenującym,
- konieczne jest uwzględnienie nieliniowych właściwości bloków, takich jak stany pary, jak również oddziaływanie regulatorów ciśnienia, wentyli bezpieczeństwa itp.,
- odwzorowywane muszą być stany mające wpływ na bilans mocy podczas restytucji, takie jak zasilanie na potrzeby własne po i przed rozruchem,
- muszą być określone graniczne wartości mocy biernej, wynikające z aktualnej wartości mocy czynnej na podstawie diagramu ruchu generatora,
- model musi być przewidywany dla wszystkich wariantów oraz typów elektrowni cieplnych, dla których wynikają identyczne struktury algorytmów. W ten sposób podczas odwzorowywania pomp zasilających lub walczaków bądź parowników przepływowych nie będą wymagane osobne oprogramowania,
- dane dla modeli powinny być łatwo osiągalne, np. na podstawie danych konstrukcyjnych,
- model musi określać przedziały mocy w następnym kroku czasowym jako predyktor na podstawie przewidzianego sposobu pracy dla symulacji w całym zakresie.

Z uwagi na fakt, że spełnienie niektórych wymienionych warunków jest nierealne, praktyczne wykonanie tak postawionego zadania nie wydaje się aktualnie możliwe.

4. WNIOSKI I UWAGI KOŃCOWE

W artykule przeprowadzono analizę możliwości symulacji zjawisk towarzyszących awariom systemowym wraz z przewidywanymi działaniami w ramach strategii obrony i restytucji systemu elektroenergetycznego. Stwierdzono, że oprócz wielu warunków narzuconych przez uwarunkowania techniczne decydujące o zmianie topologii układów modelujących system, bardzo istotny i utrudniający właściwe odwzorowanie systemu jest czynnik ludzki, jak np. polecenia dyspozytorów. Z tego powodu rozważana jest konieczność uzupełnienia (rozszerzenia) modeli numerycznych dla symulatorów trenujących We wprowadzeniu do artykułu zwrócono uwagę na konieczność redukcji układu do schematu zastępczego wraz z identyfikacją parametrów takiego schematu. Należy przy tym - w przeciwieństwie do typowych analiz, gdzie zakłada się jeden rdzeń układu jako pełne odwzorowanie bez żadnych uproszczeń - uwzględnić tyle nieredukowanych części układu (rdzeni), ile będzie wymaganych z punktu widzenia prowadzonej analizy. Najbardziej przydatna dla badania zjawisk towarzyszących restytucji jest przedstawiona w artykule ogólna koncepcja modelu hierarchicznego.

LITERATURA

1. Kulicke B., Hinrichs H.-J.:Parameteridentifikation und Ordnungsreduktion mit Hilfe des Simulationsprogramms Netomac, etzArchiv Bd. 10 (1988) H.7, s.207-213.
2. Sowa P.: Search of Optimum Equivalent Representation for Transient Investigations during non-Simultaneous Faults. Proceedings of the IASTED, Int. Conference Modeling and Simulation, Pittsburgh, USA, 1998, IASTED/ACTA Press, ISBN: 0-88986-252-4, ISSN: 1021-818, pp.466-470.
3. Undrill J., LaForest D.: Relation between system protection and system dynamics, Electric Power Consultants Inc, Scotia, N.Y.4, 1991, s.57-63.
4. Oswald B., Siegmund D., Berechnung von Ausgleichsvorgängen in Elektroenergiesystemen, Deitscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig 1991.
5. Kulicke B.,: Simulationsprogram Netomac: Differenzen-Leitwertverfahren bei kontinuierlichen und diskontinuierlichen Systemen, Siemens Forsch.- und Entwickl. Ber Bd. 10 (1981), Nr 5, s.299-302.
6. Zieliński Z.: Awaria systemowa w północno-wschodniej części KSE w 1987 r.- uwagi i dodatkowe informacje, „Automatyka Elektroenergetyczna", Nr 4/94, s.34-35.
7. Rumpel D., Vorbach A., Studies and training simulation for PS restoration after black-outs, CIGRE Ber. 39-303 (1992).
8. Krost G., Rumpel D.: Network restoration expert system, Proc. IFAC Symp. on PS and PP Control, (1989), s.693-696.
9. Asal H. P., Widmer R., Weber H., Welfonder E., Sattinger W.: Simulation des Netzwiederaufbaus nach Großstörungen im schweizerischen Hochspannungsnetz, Bull. SEV/VSE (1992)22, s.27-34.
10. Nora K., Yashimoro S., Kolke T.: Evaluation of loads in restoration state by the cost of interruption of electrical service, Electrical Power & Energy Systems, (1985), No.2 s.109-119.
11. Projekt badawczy zamawiany PBZ-09-03, Struktura organizacyjna i funkcjonalna oraz wyposażenie i algorytmy hierarchicznego układu sterowania, niezbędnego dla współpracy polskiego systemu elektroenergetycznego z systemami krajów Europy Zachodniej (UCPTE) i dla prowadzenia ruchu w warunkach gospodarki rynkowej, Zadanie nr 1: Temat nr 1.2., KONSORCJUM Politechniki Gdańskiej, Politechniki Śląskiej i Politechniki Warszawskiej, 1996.

Recenzent: Dr hab. inż. Ryszard Zajczyk

Wpłynęło do Redakcji dn. 15 czerwca 1998 r.

Abstract

The general idea of the power system model for investigations of the phenomena accompanying network restoration is presented in the paper. The requirements for such a model are analysed and the possibilities of applying the previous models of the power system elements used in well-known computer programs are estimated. The problem of the equi-

valent network is discussed. The most important system breakdowns which occurred in many power systems during last twenty years are presented in several tables.

In the next part of the paper the power system model for restoration from the part domain point of view is introduced. It has been stated that the complex model of the power system for calculations of restoration does not exist. Therefore the general idea of the power system model for restoration has been presented. It has been proved that the use of differential equations systems is not correct whole the adequate simplifications can cause wrong results. A very good solution is use of the prediction-selection method which is applied in training simulator (University Duisburg). In this method the part of algorithm calculates the limited values from the previous state as the initial values for the next state (prediction) and the rest of algorithm choose the required value within the given range (selection). In the next step the prediction choose the dynamic data and as a consequence it works properly. Finally, the requirements for the power system models for simulation of the system restoration are presented. Owing to impossibility of fulfilment of some conditions the necessity of completion of the numerical models with training simulators has been suggested.