

**REFERAT GENERALNY DO REFERATÓW POSEKCJI 1.3
MODELOWANIE I BADANIA SYMULACYJNE****Paweł Sowa**Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów
Politechnika Śląska**1. WSTĘP**

Do sekcji I.3 „Modelowanie i badania symulacyjne” zakwalifikowano 15 referatów związanych w sposób pośredni lub bezpośredni z metodami odwzorowania systemu elektroenergetycznego i/lub jego elementów. Problematyka poruszana w artykułach jest bardzo obszerna i właściwie tylko kilka z nich można zgrupować w jeden wspólny zespół tematyczny. Bardzo korzystne jest natomiast odniesienie w większości artykułów do zastosowań praktycznych. Jest to niezwykle cenne, że wyniki badań symulacyjnych mogą być poddane weryfikacji pomiarowej.

Poniżej przedstawiono charakterystyki poszczególnych artykułów wraz z uwagami i pytaniami dyskusyjnymi.

2. OMÓWIENIE ARTYKUŁÓW**(1.3.1) Irina I. Golub****Algorithms to Ensure Reliability of Power System Observability**

Artykuł porusza tematykę związaną z pomiarami synchronicznymi realizowanymi w sieciach elektroenergetycznych przez urządzenia PMU (**Phasor Measurement Units**) dla celów analizy rozptyłu prądów. Podstawowym problemem jest tutaj odpowiednie umiejscowienie urządzeń PMU oraz optymalizacja ich ilości. Zgodnie z informacjami zamieszczonymi przez Autora wszystkie analizy są prowadzone dla stanu normalnego pracy sieci, chociaż pozycja literaturowa [1], na którą powołuje się Autor, w tytule dotyczy analiz estymacji stanu sieci co jest zagadnieniem znacznie bardziej skomplikowanym niż problematyka rozptyłu prądów (dodatkowo pierwszych siedem pozycji literaturowych pochodzi z lat 70-tych i 80-tych ubiegłego stulecia). W artykule została zaproponowana metoda i algorytm wyznaczania optymalnej liczby urządzeń PMU w zależności od topologii sieci, jej stanu i dostępności pomiarów z zainstalowanych urządzeń pomiarowych (zarówno konwencjonalnych jak i realizujących pomiary synchroniczne). Tematyka poruszana w artykule nie jest tematyką nową i nasuwa następujące pytania:

1. Czym wyróżnia się zaproponowana metoda w stosunku do tych, które proponowane są w wielu innych publikacjach?
2. Co Autor ma na myśli pisząc o „stanie normalnym pracy sieci”. Czy wyłączenie jednej z linii to jest zmiana tego stanu? Jeżeli tak, to analizy nie są prowadzone dla

stanu normalnego sieci tylko dla stanu quasi-ustalonego. Pytanie tylko, czy po takim zakłóceniu jak wyłączenie jednej (czasami bardzo ważnej linii) system będzie jeszcze w stanie quasi-ustalonym i będzie miało znacznie utrzymanie optymalnego rozprywu prądów.

3. We wnioskach podkreśla się, że oprogramowanie zostało przetestowane na znacznej ilości schematów sieciowych i rzeczywistych systemach elektroenergetycznych. W jaki sposób została zweryfikowana poprawność umiejscowienia jednostek PMU? Szczególnie, że wnioski dotyczą również zapewnienia niezawodności obserwowalności systemu w przypadku uszkodzenia się poszczególnych PMU/niedostępności pomiarów lub „wyłączenia” poszczególnych linii.
4. Co jaki interwał czasowy należy zbierać dane z jednostek PMU i systemów konwencjonalnych oraz je analizować aby zapewnić założoną „obserwowalność” systemu? Czy taki układ będzie miał możliwość analizy stanów dynamicznych sieci oraz ostrzegał lub przeciwdziałał stanom zagrożeniowym?

(1.3.2) Zdun T., Bielak A., Malinowski G.

Nowe elementy w modelowaniu i analizie stanu sieci przesyłowej KSE.

W artykule Autorzy skupiają się przede wszystkim na opisie metodyki tworzenia układu normalnego pracy sieci elektroenergetycznej. Wyznaczenie modelu referencyjnego pracy sieci przesyłowych 400 kV i 220 kV oraz sieci 110 kV jest procesem wiążącym w sobie szereg działań w zakresie pozyskiwania, gromadzenia i transmisji danych pomiarowych obiektowych, prognozowania zapotrzebowania i generacji energii elektrycznej, scalania i weryfikacji modeli przygotowywanych przez komórki KDM-u i ODM-ów. „Jakość” i reprezentatywność wyznaczonych modeli referencyjnych pracy sieci przesyłowej jest w dużej mierze zależna od dokładności użytych modeli cząstkowych. Autorzy prezentują nowe, uszczegółowione modele cząstkowe wprowadzone do aplikacji wyznaczających model pracy sieci krajowej 400/220/110 kV w warunkach normalnych. Przedstawiono również działania w zakresie modyfikacji oprogramowania pakietu PlansPSE, pozwalające na wyznaczenie możliwości eksportu lub importu mocy w ramach KSE.

W recenzowanym artykule pojawiło się stwierdzenie: Do tworzenia układów normalnych KSE oraz do kontrolowania zgodności wyników obliczeń wykonywanych na modelu KSE z rzeczywistą pracą systemu, wykorzystuje się dane pomiarowe”. Proszę o ustosunkowanie się do dwóch kwestii:

1. W jaki sposób i na jakim poziomie tolerancji kontroluje się zgodność wyników modelowych z rzeczywistymi?
2. Które dane pomiarowe i o jakich cechach (np. zgodności czasowej ich pozyskania) są reprezentatywne do tworzenia samego modelu pracy KSE jak i później do jego weryfikacji z warunkami rzeczywistymi?.

1.3.3 Zdun Z., Wawrzyniak M

Zastosowanie formatu CIM w modelowaniu sieci elektroenergetycznej w systemie SYNDIS-PLANS

Referat przedstawia podstawowe korzyści płynące z integracji danych, zgodnych z modelem CIM, w systemie SYNDIS i pakiecie PLANS. Podstawowym problemem, wynikającym ze stosowania wielu oprogramowań, jest integracja danych i wymiana informacji pomiędzy tymi aplikacjami. W ostatnich czasach obserwuje się coraz większy nacisk na stosowanie ujednoliconych i jasnych standardów wymiany i przesyłu informacji w infrastrukturze elektroenergetyki. Powstaje coraz więcej norm opisujących takie procesy. W referacie przedstawiono zastosowanie i implementację danych zgodnych z modelem CIM, dających

możliwość przeprowadzania obliczeń i analiz realizowanych w oprogramowaniu PLANS na podstawie danych o „rzeczywistym” stanie pracy systemu elektroenergetycznego. Jakkolwiek sam pomysł integracji danych wykorzystywanych bądź wypracowywanych w jednym oprogramowaniu z danymi innych oprogramowań jest jak najbardziej zasadny, proszę o odpowiedź na następujące pytania:

1. Autorzy referatu określają system SYNDIS-PLANS jako system monitorowania i analizy stanu sieci elektroenergetycznej w czasie *rzeczywistym*. Zachodzi zatem pytanie, z jaką rozdzielczością czasową zbierane są dane o stanie systemu elektroenergetycznego? (chodzi zarówno o dane dotyczące topologii systemu jak i dane pomiarowe, konieczne do wykonywania stosownych obliczeń).
2. Autorzy wspominają w referacie, że w oprogramowaniu możliwa jest estymacja wektora stanu systemu elektroenergetycznego. W aspekcie poprzedniego pytania, w jaki sposób Autorzy definiują taki wektor stanu? Jeżeli dane pomiarowe będą pozyskiwane zbyt wolno, to rzeczywisty stan pracy SEE będzie znacząco odbiegał od tego, który został określony na podstawie analizowanych danych. Jeżeli dynamika procesów zachodzących w systemie będzie większa od częstotliwości pozyskiwania danych i szybkości wykonywanych obliczeń, taka analiza z pewnością nie będzie miała znamion analizy w czasie rzeczywistym.

(1.3.4) Księżyk K., Krawczyk M.

Tworzenie modeli sieci przesyłowej na potrzeby współpracy KSE w ramach ENTSO-E.

Artykuł nawiązuje do zagadnień przedstawionych w opracowaniu (1.3.2). Przedstawiono zasady tworzenia modeli pracy polskiego systemu elektroenergetycznego w zakresie sieci przesyłowej. Modele te są wykorzystywane m.in. we współpracy i wymiany informacji pomiędzy europejskimi operatorami systemów przesyłowych w ramach ENTSO-E. Działania operatorów sieci przesyłowej w ramach ENTSO-E obliguje do tworzenia i archiwizacji stanów pracy systemu elektroenergetycznego oraz do opracowywania modeli prognozowanych DACF z wyprzedzeniem jednodniowym i 2DAF z predykcją dwudniową. Wypracowanie modeli jest realizowane z rozdzielczością godzinową. Bazą wyjściową tworzenia wymaganych modeli jest Estymator stanu systemu elektroenergetycznego jest aktywowany cyklicznie, jednak zdarzają się sytuacje, że nie dochodzi do estymacji i zapisu aktualnego modelu pracy sieci przesyłowej lub model ten zawiera błędy lub niespójności. W celu podjęcia prób odtworzenia obrazu stanu systemu w czasie zakłóceń w pracy estymatora wprowadzono oprogramowania korygujące w postaci programu Korektor EPC. W dalszej części autorzy dosyć szczegółowo opisują tryby i funkcje programu zarówno w zakresie korekcji wyników estymatora jak i procedur odtworzeniowych pozwalających na generację „własnego” modelu sieci. Następnie zostaje opisany program KreatorDACF&2DAF służący do tworzenia modeli predykcyjnych pracy sieci przesyłowej KSE w oparciu o tzw. modele bazowe i dostęp do danych o topologii pracy sieci (Rejestr Wyłączeń), pracy jednostek wytwórczych oraz wymiany międzysystemowej. Zarówno modele pracy systemu przesyłowego jak i modele predykcyjne są generowane w formacie EPC, dlatego następnym krokiem w tym zakresie jest konwersja plików zawierających opis tych modeli do formatu UCTE.

Pytania do Autorów:

Opracowywanie opisanych modeli sieci przesyłowej bazuje na informacjach wejściowych jakimi w dużej mierze są wyniki obliczeń Estymatora stanu systemu elektroenergetycznego, pozwalającego na generowanie z rozdzielczością godzinową tzw. snapshotów. Dalsze działania koncentrują się w zasadzie na potencjalnej korekcji błędów estymacji lub tworzenia modeli prognostycznych. Pozostaje jednak otwarte

pytanie jaki jest poziom wiarygodności estymacji, jak twierdzą Autorzy: „pracy systemu w czasie rzeczywistym w cyklu godzinowym”. Zasadniczym źródłem reprezentatywności wyników Estymatora stanu jest pozyskiwanie, transmisja i synchronizacja poprawnych (nieprzekłamanych i niezakłóconych) danych pomiarowych. W jaki sposób następuje przypisanie znaczników czasowych danym pomiarowym dostępnym w różnych, odległych od siebie miejscach. Następnie w jaki sposób dokonuje się ich synchronizacji. Czy badano wpływ potencjalnych przesunięć czasowych w pozyskaniu danych obiektowych na wyniki pracy Estymatora stanu?. Proszę o komentarz do sformułowania: „praca systemu w czasie rzeczywistym w cyklu godzinowym”, do czego odnosi się zwrot „czas rzeczywisty”? Jakie cechy (przede wszystkim czasowe) danych i informacji są konieczne do wyznaczenia stanu pracy systemu przesyłowego w czasie rzeczywistym?

(1.3.5) Sobierajski M., Rojewski W., Słabosz S.

Metoda liniowej optymalizacji dopuszczalnej generacji wiatrowej w węzłach sieci przesyłowej.

W artykule przedstawiono możliwości zastosowania modelu matematycznego optymalizacji liniowej poziomu generacji wiatrowej w węzłach sieci przesyłowej przy pewnych ograniczeniach nierównościowych. Na potrzeby opracowania modelu optymalizacyjnego przyjęto liniowy model rozptywu mocy czynnej w sieci przesyłowej oraz sformułowano trzy ograniczenia: nieprzekroczenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii przesyłowych i transformatorów, dopuszczalne saldo synchronicznej wymiany mocy międzysystemowej oraz ograniczenia techniczne wynikające z charakterystyki bloków wytwórczych i wymogów regulacji częstotliwości. Jako funkcję celu przyjęto maksymalizację mocy farm wiatrowych przyłączonych do sieci przesyłowej.

Tak sformułowane zadanie optymalizacji pozwala wyznaczyć maksymalne poziomy mocy wprowadzanej do sieci przesyłowej za pomocą farm wiatrowych przyłączonych do określonych węzłów sieciowych, nie skutkujące negatywnymi następstwami w postaci przeciążenia linii czy transformatorów oraz nie obniżające poziomu generacji mocy w elektrowniach konwencjonalnych poniżej minimum technicznego.

Pytania do Autorów:

1. W modelu optymalizacyjnym przyjęto stabilną dostępność mocy generowanej w farmach wiatrowych w danej chwili czasu. Należy chyba spodziewać się jednak dużej zmienności wartości tej mocy i to w sposób silnie losowy uzależniony od aktualnych warunków wietrznych na danym terenie? Czy zdaniem Autorów kwestie zmiany wartości jak i kierunku przepływu mocy w liniach przesyłowych sieci z przyłączonymi farmami wiatrowymi nie są istotne dla prawidłowego zachowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej? Czy na etapie formułowania ograniczeń technicznych zadania optymalizacji brano pod uwagę potencjalne zbędne działania automatyki zabezpieczeniowej, czego skutkiem jest zmiana topologii sieci i warunków optymalnego rozptywu mocy?
2. Z treści zadania optymalizacyjnego wynika, że jego celem jest maksymalizacja mocy generowanej przez farmy wiatrowe, dlaczego zatem w równaniu (24) wyznacza się minimum funkcji celu?

1.3.6 Okoń T., Wilkosz K.

Wpływ trybów pracy układu UPFC na estymację stanu systemu elektroenergetycznego

W artykule przedstawiono wyniki procesu obliczeniowego estymacji stanu systemu elektroenergetycznego, który realizowany jest dla modelu SEE z układem UPFC. Autorzy słusznie zauważają, że od realizacji operacji wyznaczenia wektora stanu wymagana jest duża niezawodność procedury estymacyjnej oraz krótki czas realizacji obliczeń. Należy jednak dodać, że wymagana wiarygodność estymowanego wektora stanu będzie również silnie zależeć od ilości gromadzonych danych, ich reprezentatywności, częstotliwości ich pozyskiwania na potrzeby wykonywanych obliczeń oraz szybkości przekazywania danych do systemu dokonującego stosownych obliczeń.

Dobrze opisane są założenia do przeprowadzanych analiz oraz ich scenariusz badań. Ogólnie można odnieść wrażenie, że artykuł stanowi fragment większej pracy, gdzie na pewno przeprowadzana jest szersza analiza pracy układu UPFC. Wydaje się, że korzystne byłoby (podczas prezentacji na konferencji) podać informacje o narzędziach matematycznych wykorzystywanych podczas badań. Określenie napięcia symbolem stosowanym w literaturze anglojęzycznej (V , a nie jak to się stosuje w polskiej literaturze U), może wynikać z posługiwania się odpowiednim oprogramowaniem, gdzie taka symbolika jest stosowana.

Interesująca byłaby również informacja, w jaki sposób wyniki analizy mogą być przeniesione do oceny pracy systemu elektroenergetycznego, w różnych jego stanach, w którym układ UPFC byłby zainstalowany. W takim przypadku należałoby uzupełnić prosty model systemu o właściwie odwzorowane elementy (przede wszystkim model linii przesyłowej) układu współpracującego z UPFC.

1.3.7 Spalek D

Synchronous Generator Model Sensibility to Parameters for Transients Approach

Obiektem badań Autora jest model generatora synchronicznego. Jak wiadomo, modelowanie maszyn wirujących stanowi bardzo złożony problem dla niektórych analiz, zaś najdokładniejsze ich odwzorowanie jest wymagane dla analizowania przejściowych zjawisk elektromechanicznych (badanie stabilności) oraz elektromagnetycznych podczas badania zakłóceń wewnętrznych lub w pobliżu zacisków maszyny.

Wieloletnie oraz stałe badania na temat określania parametrów niezbędnych dla właściwej reprezentacji maszyny w układzie prowadzą do regularnego uaktualniania standardów oraz do prób „uniwersalizacji” modelu maszyny wirującej.

Autor prezentuje jeden z popularniejszych modeli generatora synchronicznego, który opisany odpowiednim układem równań różniczkowych, ma w założeniu reprezentować generator w różnych stanach jego pracy. Głównym celem Autora jest określenie wpływu poszczególnych parametrów schematu zastępczego liniowych na uzyskiwane wyniki podczas różnych stanów pracy generatora. Jest rzeczą oczywistą, że wpływ ten jest różny dla poszczególnych parametrów. W tym celu Autor opracował odpowiednie oprogramowanie pozwalające na prowadzenie analiz wrażliwości otrzymanywanych przebiegów na dany parametr schematu zastępczego.

Pytania do Autora:

1. We wnioskach końcowych podano, że model opisywany w artykule był testowany dla kilku elektrowni w polskim systemie elektroenergetycznym oraz weryfikowany w przedsiębiorstwie Energotest-Gdańsk. Dla jakich warunków pracy były przeprowadzane testy? Jakie stany nieustalone były wymuszane? Czy testy przeprowadzono dla pojedynczego generatora czy też dla kilku bloków elektrownianych?

2. Jak modelowany był system elektroenergetyczny, z którym współpracowały wspomniane elektrownie? Czy wymuszano zakłócenia odległe czy w pobliżu zacisków generatora?
3. Jaką metodę identyfikacji (optymalizacji) parametrów przyjął Autor podczas określania wrażliwości?
4. W jaki sposób weryfikowano (pomiarowo) uzyskane wyniki?

1.3.8 Klucznik J., Dobrzyński K., Lubośny Z., Trębski R.

Wykorzystanie przebiegów rejestracji szybkozmiennych do weryfikacji modeli dynamicznych KSE

Autorzy referatu na samym początku podkreślają, iż modelowanie matematyczne obiektów – jak i całych systemów – jest od lat podstawowym narzędziem umożliwiającym analizę pracy, projektowanie i testowanie tychże obiektów i systemów w różnych stanach ich pracy. Można w ten sposób skutecznie ograniczyć koszty wynikające z pojawienia się stanów awaryjnych oraz opracowywać koncepcje i zasady prowadzenia ruchu w SEE umożliwiające obronę systemu elektroenergetycznego przed skutkami zakłóceń. W referacie przedstawiono metodę identyfikacji parametrów modeli „rzeczywistego” systemu elektroenergetycznego, które wykorzystywane są przez operatorów tegoż systemu do analiz stanów dynamicznych. W przypadku PSE Operator S.A. jest to program PSLF, który wykorzystuje bibliotekę modeli dynamicznych zgodną z zaleceniami IEEE. W analizowanym przez Autorów przypadku badania dotyczą modeli bloków energetycznych. Dla takich bloków w większości występują cztery modele dynamiczne, czyli model generatora synchronicznego, model turbiny z układem regulacji, model układu wzbudzenia z regulatorem napięcia oraz model stabilizatora systemowego. Podstawowym problemem jest tutaj odpowiednia parametryzacja wspomnianych modeli oraz weryfikacja zbieżności otrzymanych wyników z wynikami otrzymanymi z innych programów symulacyjnych i przebiegami zarejestrowanymi na rzeczywistych obiektach. W referacie zaprezentowana została aplikacja DPMD (**Dobór Parametrów Modeli Dynamicznych**), przygotowana dla środowiska MS Windows z wykorzystaniem języka Visual Basic. Za pomocą tejże aplikacji i przebiegów zarejestrowanych na rzeczywistym obiekcie (blok elektrowni Bełchatów) następuje estymacja parametrów modeli dynamicznych PSLF a następnie ich weryfikacja poprzez porównanie przebiegów symulacyjnych z przebiegami rzeczywistymi

Pytania do Autorów:

1. Autorzy weryfikują poprawność estymacji parametrów dynamicznych modeli w programie PSLF. Ze względu na ograniczenia objętościowe referatu prezentowane są jedynie wybrane analizy wyników symulacyjnych. Autorzy wskazują zarówno rozbieżności wyników otrzymanych z procesu estymacji i symulacji w stosunku do przebiegów zarejestrowanych na obiekcie rzeczywistym jak i przypadki, kiedy otrzymane parametry modeli pozwalają na dobre dopasowanie tychże przebiegów. Opis rozbieżności wyników jest bardzo krótki. Proszę o dokładniejsze wyjaśnienie kiedy można spodziewać się sytuacji, że estymowane parametry modeli dynamicznych nie odzwierciedlą procesów zachodzących w obiekcie rzeczywistym, opisywanych modelami programu PSLF.
2. Ostatnimi czasy pojawia się coraz więcej informacji wskazujących na to, że modele wykorzystywane w programie PSLF (lub same parametry tychże modeli) nie pozwalają na poprawną analizę niektórych stanów pracy systemu elektroenergetycznego. Podobne problemy sygnalizowane są również przez operatorów systemów elektroenergetycznych innych krajów, którzy stosują różne oprogramowania. Raporty poawaryjne wyraźnie wskazują, że symulacje wykonywane

za pomocą dotychczas stosowanych oprogramowań i modeli (być może źle sparametryzowanych) nie wskazują na możliwość wystąpienia „awaryjnych” stanów zakłóceńowych. Jednak mimo wszystko do takich awarii dochodzi. Czy zdaniem Autorów problemem jest wyłącznie właściwa parametryzacja modeli PSLF? Być może jeszcze większym problemem jest znacznie większa dynamika procesów zachodzących w obecnych systemach elektroenergetycznych, wynikających ze sposobu prowadzenia ruchu (np. obecność znacznej ilości źródeł generacji z energii odnawialnej, przepływy „kołowe” w liniach transgranicznych i obecność „słabych” mocowo punktów sieci). W takim przypadku należałoby zweryfikować, czy obecnie stosowane modele są w stanie uwzględnić taką dynamikę procesów.

3. Wszystkie analizy, których dokonują Autorzy opierają się na matematycznych założeniach obliczeniowych programu PSLF i standardowych modelach IEEE. Biorąc pod uwagę wcześniejsze dwa pytania: czy zdaniem Autorów nie zachodzi obawa, iż oprogramowanie PSLF nie będzie wystarczającym narzędziem do analizy większości stanów dynamicznych, z którymi obecnie mamy (lub będziemy mieli w najbliższej przyszłości) do czynienia w KSE?

1.3.9 Boboń A., Paszek S., Pruski P.

Wyznacznik parametrów elektromechanicznych generatora synchronicznego w środowisku Matlab/Simulink.

W artykule zostały przedstawione podstawowe założenia, algorytm działania oraz wyniki symulacyjne stworzonego w środowisku Matlab/Simulink programu komputerowego PARZW. Program ten został stworzony w celu wyznaczenia parametrów elementów zespołów wytwórczych na podstawie przebiegów nieustalonych, zarejestrowanych w zespole wytwórczym po wprowadzeniu zakłóceń ustalonego punktu pracy. Za pomocą powyższego programu zostały uzyskane wyniki symulacyjne estymacji „parametrów elektromagnetycznych różnych modeli matematycznych generatorów synchronicznych przy wykorzystaniu przebiegów pomiarowych prądów i napięć na zaciskach uzwojeń generatora oraz prędkości obrotowej wirnika. Dla modelu generatora synchronicznego wyrażonego przez parametry standardowe typu XT oraz modelu wyrażonego poprzez rezystancje i indukcyjności obwodów elektrycznych typu RL przedstawiono metodologię estymacji parametrów oraz przykładowe wyniki estymacji dla generatora GTHW-230, zainstalowanego w Elektrowni Rybnik.

Pytania do Autorów:

1. W punkcie 4, drugi akapit Autorzy piszą: „Parametry (...) wyznaczono przy zakłóceniu niewielkim sygnałem PRBS napięcia wzbudzenia (...) na podstawie przebiegów symulacyjnych wygenerowanych dla modelu GENROU z uwzględnieniem nasycenia.” (przebiegi i wartości parametrów zostały przedstawione na Rys. 9). A w następnym zdaniu: „Obydwa modele nie uwzględniają nasycenia i nie odtwarzają dokładnie przebiegu prądu wzbudzenia”. W jaki sposób należy interpretować te stwierdzenia? W „Podsumowaniu” również zawarta jest informacja, że w programie „PARZW” będą zaimplementowane modele generatorów synchronicznych typu RL, które uwzględniają zjawisko nasycenia.
2. W podsumowaniu Autorzy piszą, że program powinien w przyszłości być szeroko wykorzystywany przy analizie pracy SEE, ponieważ znajomość aktualnych i wiarygodnych parametrów zespołów wytwórczych może umożliwić przeprowadzenie obliczeń stanów statycznych i dynamicznych, które w konsekwencji mogą pozwolić na uniknięcie wystąpienia awarii systemowych. Wydaje się, że użycie stwierdzenia „powinien w przyszłości być szeroko wykorzystywany” wiąże się z założeniem, iż parametry elementów modeli matematycznych, estymowanych

w programie, są na tyle wiarygodne, że gwarantują poprawność ich estymacji dla każdego zespołu wytwórczego (określonego typu), zainstalowanego w SEE. Z artykułu wynika, że badania symulacyjne zostały przeprowadzone w oparciu o przebiegi uzyskane na generatorze GTHW-230 w Elektrowni Rybnik, podczas wprowadzenia pewnych zakłóceń w stosunku do ustalonego punktu pracy generatora. Czy Autorzy zweryfikowali poprawność estymacji parametrów dla innych zespołów? Czy estymowane parametry pozwalają na uzyskanie przebiegów symulacyjnych zbieżnych z innymi programami symulacyjnymi lub przebiegami zarejestrowanymi na rzeczywistych obiektach, podczas innych zakłóceń niż te, które były wprowadzane dla generatora w Elektrowni Rybnik?

3. Sposób estymacji parametrów modelu generatora synchronicznego jest bardzo podobny do zaproponowanego w artykule 1.3.8 - „Wykorzystanie przebiegów rejestracji szybkozmiennych do weryfikacji modeli dynamicznych KSE”, jednak uzyskane wyniki z modelu GENROU wykazują mniejszą zbieżność wyników otrzymanych z symulacji w stosunku do przebiegów rzeczywistych. Czy zdaniem Autorów rozbieżności te wynikają z przyjętych do analizy modeli, które różnią się od tych stosowanych w programie PSLF (dla którego modeli dynamicznych przeprowadzano estymację parametrów we wspomnianym wcześniej referacie)?

1.3.10 Nocoń A., Paszek S., Bojarska M.

Analiza wrażliwości przebiegów zakłóceńowych z uwzględnieniem niepewności parametrów modelu systemu elektroenergetycznego

W artykule zaproponowano metodę oceny wrażliwości wskaźników stabilności SEE na przykładzie wybranego fragmentu sieci elektroenergetycznej SN z przyłączonymi do tej sieci źródłami generacji rozproszonej w postaci siłowni wiatrowych oraz małych elektrowni wodnych. Dla takiego fragmentu badano wrażliwość przebiegów mocy chwilowej, odchyłki prędkości kątowej oraz napięcia zaciskowego poszczególnych generatorów przy wybranych zakłóceniach stanu ustalonego. Celem analizy wrażliwości tychże parametrów jest m.in.. optymalizacja procesu działania stabilizatorów systemowych, które powinny uwzględniać nowe struktury sieciowe w procesie sterowania i regulacji. W ramach badań zasymulowano zwarcie trójfazowe przemijające na jednej z linii oraz wyłączenie generacji wszystkich farm wiatrowych. Dla tych zakłóceń analizowano przebiegi odchyłki mocy chwilowej, napięcia zaciskowego oraz zmiany prędkości wirowania. Analizując przyjęte założenia i otrzymane wyniki nasuwają się następujące pytania:

1. W referacie jedynie zaznaczono, że do modelowania pracy SEE przyjęto modele elementów i układów tegoż systemu z uwzględnieniem nieliniowości. Jakkolwiek podano typy przyjętych modeli ekwiwalentu systemu, zespołów hydroelektrowni oraz siłowni wiatrowych, brak jest dokładniejszych informacji na temat modeli linii. To z kolei determinuje jakiego typu zakłócenia mogą być analizowane w zamodelowanej strukturze. Czy Autorzy mogą sprecyzować w jaki sposób zostały zamodelowane te elementy?
2. W analizach przyjęto, że elektrownie wodne pracują z mocą znamionową, natomiast siłownie wiatrowe pracują z mocą 0,6 mocy znamionowej. Skąd takie założenia? Czy przyjęcie innych wartości (szczególnie w przypadku elektrowni wiatrowych) doprowadzi do uzyskania rezultatów w sposób znaczący zmieniających wyniki analiz?
3. Co uprawnia do przyjęcia założenia, że rozkład prawdopodobieństwa np. dla przejściowej stałej czasowej w osi d generatora ma charakter rozkładu normalnego?

4. Czy przyjęcie innego modelu ekwiwalentu systemu będzie miało wpływ na jakość analiz? Czy zdaniem Autorów zamodelowanie tylko ekwiwalentu systemu jest wystarczające czy należy jednak uwzględnić jakiś większy fragment SEE?
5. Czy Autorzy do symulacji stosowali własną aplikację czy korzystali z jakiegoś gotowego oprogramowania?

(1.3.11) Paszek S., Pruski P.

Ocena stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego na podstawie analizy wybranych stanów zakłóceń.

W artykule zaprezentowano metodę oceny stabilności kątowej na podstawie 4- i 7-maszynowego modelu systemu elektroenergetycznego. Do oceny stabilności wykorzystano elektromechaniczne wartości własne wynikające z aproksymacji przebiegów czasowych mocy chwilowej poszczególnych jednostek wytwórczych. W badaniach stan zakłóceń został zainicjowany prostokątnym sygnałem zakłócającym o różnym czasie trwania wprowadzanym w układ regulacji napięcia jednego z generatorów. Przeprowadzone symulacje dotyczyły oszacowania wpływu szerokości impulsu zakłócającego, rzędu modelu systemu elektroenergetycznego oraz poziomu współczynników wzmocnienia stabilizatorów systemowych na dokładność wyznaczania wartości własnych. Do wyznaczania parametrów funkcji aproksymującej wykorzystano hybrydowy algorytm optymalizacyjny będący szeregowym złożeniem algorytmu genetycznego i gradientowego.

Pytania do Autorów:

1. O wiarygodności i reprezentatywności uzyskanych przebiegów mocy chwilowej decyduje m.in. przyjęty model symulacyjny. Czy prowadzono badania porównawcze nad wpływem przyjętego modelu na dokładność oceny stabilności kątowej?
2. Prezentowana metoda bazuje na znajomości przebiegu czasowego mocy jednostek wytwórczych. W jaki sposób zakłada się dostęp do takich przebiegów, które muszą zostać zsynchronizowane czasowo dla ich porównania i wyznaczenia wartości własnych?. Jaki może być wpływ błędów (rejestracji i przesunięć czasowych) przebiegów mocy chwilowych na uzyskane wyniki a w konsekwencji na ocenę stabilności kątowej?.
3. Czy przebiegi mocy chwilowej źródeł wytwórczych są wystarczającymi reprezentantami do oceny stabilności kątowej SEE? Jeżeli tak to czy istnieje współzależność pomiędzy przyjętym modelem SEE (wymiarem równań stanu) a poprawnością oceny jego stabilności?
4. Jednym z warunków skuteczności algorytmów genetycznych jest prawidłowo sformułowane kryterium selekcji osobników. Jakie kryterium (kryteria) przyjęto w opisywanych badaniach?
5. Jako zakłócenie wymuszające przyjęto sygnał prostokątny o regulowanej szerokości wprowadzany do układu regulacji napięcia wybranego generatora. Jest to najczęściej stosowana - aczkolwiek nie zawsze, funkcja testowa. Jednak bezpośrednią przyczyną występowania kołysań mocy w SEE są zwarcia wielkopiętrowe w pobliżu węzłów wytwórczych lub nagłe zmiany mocy czynnej odbiorów. Czy Autorzy prowadzili badania dla innej formy zakłócenia?
6. Czy dla przyjętych modeli SEE badano wpływ miejsca wymuszenia zakłócenia na uzyskiwane rezultaty?

1.3.12 Kąkol A., Sobczak B., Trębski R.

Badanie wpływu wyłączenia i załączania mocno obciążonej linii przesyłowej na pracę elektrowni z turbogeneratorami

Artykuł porusza bardzo ciekawą i ważną tematykę, która być może została zbyt słabo wyeksponowana w tytule referatu. Autorzy zwracają uwagę na problematykę przesyłów transgranicznych, które wynikają z faktu synchronicznej pracy połączonych SEE kontynentalnej Europy ENTSO-CE o zapotrzebowaniu szczytowym powyżej 400 GW. Jak wiadomo w takim systemie, przesyły mocy realizowane pomiędzy poszczególnymi operatorami mogą i powodują w systemach, które nie uczestniczą bezpośrednio w transakcjach, powstanie tzw. „przepływów kołowych”. Ostatnimi czasy zjawisko to nasila się w wyniku intensyfikacji działań związanych z rozwojem energetyki odnawialnej, głównie wiatrowej. Przepływy te występują szczególnie w krajach sąsiadujących z Niemcami (kraje Beneluksu, Polska, Czechy i Słowacja) i związane są z przesyłem nadmiaru mocy generowanej w północnej części Niemiec i zachodniej części Danii w kierunku południowym, głównie na południe Niemiec oraz Austrii i Włoch. Przepływy te stanowią coraz większe zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy systemów elektroenergetycznych. Takie zagrożenie występuje szczególnie w aspekcie możliwości wystąpienia awaryjnego wyłączenia linii przesyłowej, „realizującej” taki przepływ kołowy, której ponowne załączenie może być bardzo trudne w realizacji, ze względu na rozchył kątów napięcia pomiędzy systemami. Autorzy w referacie zaprezentowali wyniki badań pracy wykonanej przez Instytut Energetyki O/Gdańsk dla PSE-Operator S.A., w której analizowano zagrożenia dynamiczne dla stacji Krajnik i Elektrownia Dolna Odra (EDO).

W referacie przedstawiono wyniki symulacji z wykorzystaniem modelu dynamiki systemowej oraz dynamiki zjawisk szybkozmiennych podczas operacji przełączeniowych dla linii Krajnik – Vierraden. Badania wykazały, że przy dużym przesyśle z Niemiec wyłączenie linii do Krajnika będzie stanowiło poważny problem dla SEE Niemiec. W Vierraden wystąpi znaczny wzrost napięcia ze względu na nadmiar mocy biernej, a na pozostałym obszarze jej deficyt. Scenariusz rozwoju sytuacji w takim wypadku będzie zależał od szybkiej zdolności regulacyjnej źródeł mocy biernej. Brak takich zdolności, w aspekcie farm wiatrowych, doprowadzi do spadku napięcia i ich wyłączenia.

Pytania do Autorów:

1. Czy zgodnie z wiedzą Autorów, w aspekcie planowanego zwiększenia udziału generacji ze źródeł odnawialnych, zainstalowanie tego typu źródeł w KSE, wybór ich lokalizacji oraz możliwości funkcjonalnych (np. szybkiej regulacji mocy biernej), został poprzedzony podobnymi analizami?
2. W ostatnich latach prowadzona jest żywa dyskusja na temat możliwości zbilansowania KSE w aspekcie konieczności wprowadzenia zasad wynikających z dyrektyw Unii Europejskiej dotyczących „pakietów klimatycznych”. W ramach diskutowanych propozycji postuluje się między innymi wprowadzenie jeszcze większego udziału (80% w 2050) źródeł energii odnawialnej w bilansie elektroenergetycznym oraz zakup nadmiaru generowanej mocy i przesył energii z systemów sąsiadujących za pomocą transgranicznych linii wymiany mocy (zamiast budowy elektrowni „systemowych”, np. atomowych). Czy w aspekcie przeprowadzonych badań taka „polityka” nie doprowadzi do jeszcze większego zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu?
3. Przedstawione w referacie symulacje obejmowały wpływ operacji przełączeniowych na linii Krajnik – Vierraden. Linia ta może być, np. ze względu na zwiększony przepływ kołowy, przeciążona i w konsekwencji, przy błędnej parametryzacji zabezpieczeń – zbędnie wyłączona. Czy Autorzy posiadają informacje, jakie zabezpieczenia zostały zainstalowane na wspomnianej linii? W przypadku

dopuszczenia znacznych przeciążeń wystąpią istotne problemy z parametryzacją zabezpieczeń takiego obiektu. Również ewentualna zmiana kierunku przepływu mocy będzie miała istotny wpływ na poprawność decyzji podejmowanych przez układy zabezpieczeniowe. Istotna jest również koordynacja nastaw zabezpieczeń na obu końcach takiej linii (różni operatorzy). W aspekcie uzyskanych wyników – czy Autorzy za słuszne uważają pogłębioną analizę możliwości wystąpienia takich przypadków na liniach transgranicznych?

(1.3.13) Wiśniewski J.

Wpływ zakłóceń w sieci elektroenergetycznej na momenty skrętne w wale turbozespołu dużej mocy.

W artykule przedstawiono wyniki badań symulacyjnych zachowania modelu układu pięciostopniowa turbina parowa - generator synchroniczny dużej mocy (1000 MW) w czasie symulowanych zakłóceń w systemie elektroenergetycznym. Badania miały na celu oszacowanie poziomu momentów skrętnych występujących na poszczególnych odcinkach wału turbozespołu pracującego przy parametrach nadkrytycznych dla następujących przypadków: obecności w prądzie obciążenia generatora składowej przemiennej o częstotliwości w pobliżu częstotliwości drgań własnych turbozespołu, zwarć symetrycznych i niesymetrycznych z 1-fazową automatyką SPZ oraz synchronizacji generatora z siecią. Wszystkie badane przypadki potwierdzały występowanie momentów skrętnych o wartościach przekraczających poziom bezpieczny. Dodatkowo wykorzystując analizę modalną Autor wyznaczył wartości częstotliwości drgań własnych modelowanego układu wirującego mas poszczególnych stopni turbin i wirnika generatora.

Pytania do Autorów:

1. Czy przeprowadzone badania i analizy pozwalają na sformułowanie wniosków czy uwag dotyczących sposobów detekcji niebezpiecznych momentów skrętnych na wale oraz identyfikacji ich cech w celu podjęcia działań zabezpieczających blok energetyczny przed konsekwencjami ich występowania?
2. Dlaczego uzwojenie górnego napięcia transformatora blokowego (400 kV) na rysunku 8 jest połączone w trójkąt a dolnego napięcia (27 kV) w gwiazdę uziemioną?
3. Czy wartości maksymalne momentów skrętnych zaprezentowane na wykresach słupkowych odnoszą się do wartości maksymalnych chwilowych, jeżeli tak to czy moment ich wystąpienia różnił się w zależności od symulowanego stanu zakłóceniewego?

(1.3.14) Iwaniec M., Lech Ł., Szopa K.

Ocena stanu technicznego konstrukcji słupa elektroenergetycznego na podstawie wielkości kinematycznych.

W artykule przedstawiono wyniki badań symulacyjnych wpływu wybranych mechanicznych obciążeń awaryjnych na odkształcenia w postaci przemieszczenia poprzeczника i korony słupa przelotowego O24. Badania przeprowadzono wykorzystując model MES obciążeń i uszkodzeń słupa kratowego linii 110 kV opracowany przez Autorów. Jako stany wywołujące mechaniczne obciążenia awaryjne traktowano: zerwanie przewodów i izolatorów, zmiana posadowienia fundamentów słupa, przewrócone na linię drzewo oraz złe warunki pogodowe (sadź). Wyniki badań pozwalają stwierdzić, że przypadek przewrócenia się drzewa na przewody linii skutkuje największymi przemieszczeniami zarówno poprzeczника jak i wierzchołka słupa.

Pytania do Autorów:

1. W treści artykułu Autorzy zawarli następującą tezę: „*Przedstawione rezultaty symulacji pozwalają stwierdzić, że na podstawie pomiarów składowych przestrzennych przemieszczeń i odkształceń konstrukcji przeprowadzanych w kilku wybranych punktach konstrukcji możliwa jest jednoznaczna identyfikacja poszczególnych przypadków mechanicznych obciążeń awaryjnych.*”. Przeprowadzone badania miały charakter wybiórczy, dotyczyły konkretnej konstrukcji słupa, wybranych przypadków awarii mechanicznych, co zatem skłania do takich uogólnień?. Z danych zawartych na rys.7 i rys.8 wynika jedynie łatwość odróżnienia przewrócenia się słupa od innych form awarii mechanicznych. Czy badano rozkład przemieszczeń dla różnych drzew (o różnym ciężarze i wysokości) i dla różnych miejsc jego oparcia o linię elektroenergetyczną?
2. Które, zdaniem Autorów punkty konstrukcji słupa są reprezentatywne dla identyfikacji mechanicznych obciążeń awaryjnych?. Czy zależą one od typu analizowanego słupa?
3. W treści artykułu często pojawia się słowo „inteligencja”, np. elementy inteligentne, rewitalizacja sieci elektroenergetycznych przeprowadzona w sposób inteligentny. Proszę o komentarz które cechy czy właściwości tych działań świadczą o ich inteligencji?

(1.3.15) Wicher P., Wilkosz K.

Wykorzystanie algorytmu tabu search do lokalizacji baterii kondensatorów w sieci elektroenergetycznej.

W artykule można wyróżnić dwie zasadnicze części. Pierwsza dotyczy przedstawienia podstawowych cech algorytmu optymalizacji kombinatorycznej, tzw. algorytmu poszukiwania z tabu TB (tabu serach). Algorytm ten należy do rodziny heurystycznych algorytmów optymalizacyjnych. Autorzy w pracy opisują możliwości jego wykorzystania do lokalizacji miejsc zainstalowania baterii kondensatorów, optymalnych z punktu widzenia przyjętej funkcji celu.

W drugiej części pracy przedstawiono krótką charakterystykę podstawowych cech ośmiu metod identyfikacji optymalnych miejsc instalowania baterii kondensatorów w sieci elektroenergetycznej. Jako funkcje celu przyjmowano najczęściej minimalizację kosztów strat energii i kosztów związanych z instalacją baterii kondensatorów w sieci lub maksymalizację zysków wynikających z ograniczenia szczytowych strat mocy oraz strat energii w sieci elektroenergetycznej. Zaprezentowane metody zostały następnie porównane w zakresie przyjętych kryteriów, obejmujących m.in.: przyjętą funkcję celu, sposób wstępnego ustalenia rozwiązania oraz obszaru przejść.

Pytania do Autorów:

1. Autorzy silnie akcentują krótki czas obliczeń konieczny do znalezienia rozwiązania stosując algorytm TB. Czy w tym przypadku czynnik czasu ma istotne znaczenie?. Może, kosztem wydłużenia czasu i nakładu obliczeń zastosować do tych zadań strategię ewolucyjną bądź algorytmy genetyczne?
2. Czy opisywane algorytmy optymalizacyjne wykorzystujące TB są dedykowane określonym strukturom sieci, np. ze względu na poziom napięcia, stosowane metody kompensacji mocy biernej itp.?
3. Czy opisywane metody mogą być skuteczne w przypadku identyfikacji optymalnych miejsc instalowania kompensatorów mocy biernej w postaci układów FACTS lub UPFC?