

SZYBKIE ZAWOROWANIE TURBIN PAROWYCH DUŻYCH BLOKÓW JAKO ŚRODEK ZWIĘKSZENIA STABILNOŚCI KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO – REFERAT KONFERENCYJNY

Bogdan SOBCZAK¹, Robert RINK², Rafał KUCZYŃSKI³, Robert TRĘBSKI⁴

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk, 80-870 Gdańsk, ul. Reja 27

1. tel.: 58 3498126 e-mail: B.Sobczak@ien.gda.pl

2. tel.: 58 3498125 e-mail: R.Rink@ien.gda.pl

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., 05-520 Konstancin-Jeziorna, ul. Warszawska 165

3. e-mail: Rafal.Kuczynski@pse.pl

4. e-mail: Robert.Trebski@pse.pl

Streszczenie: W referacie przedstawiono zasady działania szybkiego zaworowania (fast-valving) i korzyści stosowania tej techniki we współczesnych systemach elektroenergetycznych. Omówione zostały modelowe badania skuteczności FV w warunkach KSE oraz analiza możliwości wprowadzenia FV na bloku 560 MW El. Kozienice, wykonane w ramach I etapu pracy IASE Wrocław i Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk dla PSE SA, której przedmiotem jest analiza możliwości zastosowania FV w pracujących w KSE i planowanych do przyłączenia dużych blokach konwencjonalnych.

Słowa kluczowe: szybkie zaworowanie, fast-valving.

1. WPROWADZENIE

Zwiększanie nasycenia systemów elektroenergetycznych (SEE) generacją wiatrową i słoneczną, wzrost mocy znamionowej przyłączanych dużych konwencjonalnych i jądrowych jednostek wytwórczych oraz opóźnienia w budowie nowych linii przesyłowych, podnoszą znaczenie odporności dużych jednostek wytwórczych na zakłócenia systemowe. Strata nawet jednej dużej jednostki zwiększa koszty, utrudnia prowadzenie ruchu i może zagrażać bezpieczeństwu systemu. W takiej sytuacji naturalny jest powrót tematu wyposażania turbin parowych dużych bloków w szybkie zaworowanie (fast-valving, FV), które poprzez szybką redukcję mocy turbiny, a następnie kontrolowaną odbudowę, zwiększa stabilność kątową generatora i umożliwia utrzymanie jednostki w sieci podczas zakłóceń, które bez tego rozwiązania skutkują wyłączeniem jednostki.

Zakłócenia w sieci, najczęściej zwarcia, skutkujące nagłym zmniejszeniem obciążenia generatora synchronicznego mocą elektryczną, powodują wystąpienie nadwyżki mocy mechanicznej napędzającej generator względem hamującej mocy elektrycznej. Wirnik generatora wówczas przyspiesza i jeżeli nierównowaga mocy jest duża i trwa dostatecznie długo może dojść do poślizgu biegunów (utruty synchronizmu), a w rezultacie do awaryjnego wyłączenia generatora. Utrata synchronizmu generatorów jest także określana jako

utrata stabilności kątowej generatorów po dużych zakłóceniach.

FV jest techniką stosowaną w turbozespołach parowych i jądrowych, która zwiększa stabilność kątową generatora dla dużych zakłóceń poprzez szybkie i odpowiednio duże zmniejszenie mocy turbiny. Uzyskuje się to poprzez szybkie przymknięcie a następnie stosunkowo wolne otwarcie zaworów turbiny według zadanego z góry algorytmu. FV oddziałuje na zawory SP (średnioprężne, odpowiadające za ~70% mocy turbiny), a niekiedy także na zawory WP (wysoko-
prężne, regulacyjne, odpowiadające za pozostałe ~30%). Ponowne otwarcie zaworów może być pełne lub częściowe. W opisanych w literaturze zastosowaniach FV czasy zamykania zaworów znajdują się w przedziale od 80 ms do 400 ms, a czasy otwierania od 3 s do 10 s.

2. PRZYCZYNY ZWIĘKSZONEGO ZAINTERESOWANIA TECHNIKĄ FV

Dynamika współczesnych wielkich systemów elektroenergetycznych staje się coraz bardziej złożona. Dotyczy to m.in. systemu kontynentalnej Europy ENTSO-E CE (dawniej UCTE). System ten prawdopodobnie nadal będzie się rozwijać pod względem obszaru i mocy dzięki przyłączaniu kolejnych systemów narodowych. Za coraz większą złożoność dynamiki odpowiada także wzrost udziału odnawialnych źródeł energii przyłączanych do wszystkich poziomów napięć. Rozmiar systemu, zmiany w modelu generacji, zmiany w usługach systemowych i sposobie ich pozyskiwania, coraz większa rola rynku, przesyły bardzo dużych mocy na dalekie odległości powodują pojawienie się nowych zagrożeń dla stabilności kątowej małych i dużych zakłóceń. Operatorzy systemów europejskich dostrzegając problem odnieśli się do niego w dokumencie [1]. W części określającej wymagania dotyczące generatorów typu D (generatory o największej mocy) stwierdza się, że właściciel jednostki wytwórczej przyłączonej do systemu powinien, o ile taki wymóg określi Operator, zapewnić zdolność turbozespołu do

pracy w warunkach zwarcia i w tym celu zapewnić zdolność turbozespołu do pracy trybie FV.

Technika FV jest znana od lat 30-tych ubiegłego wieku, praktyczne zastosowania datują się od lat 60-tych. Obecnie jest to technika opanowana i stosowana m.in. w elektrowniach jądrowych. Od kilku lat tematyka FV zaczęła pojawiać się znacznie częściej m.in. w artykułach opisujących wpływ dużej generacji wiatrowej na stabilność kątową systemu, np.[2].

Przyczyny, które zdaniem autorów, uzasadniają zajęcie się tematem zastosowania FV w KSE:

- W KSE, w horyzoncie 5÷10 lat zostaną przyłączone nowe bloki konwencjonalne. Wśród nich będą duże bloki klasy 1000 MW, budowane w istniejących elektrowniach. Planowana elektrownia jądrowa będzie mieć prawdopodobnie dwa bloki o mocy 1600 MW. W porównaniu z obecną sytuacją nastąpi koncentracja generacji systemowej, co stwarza potencjalne zagrożenie utraty mocy w wyniku bliskiego dużego zakłócenia dużo większej niż jest to obecnie.
- Ze względu na znane i dość powszechne problemy z budową nowych linii przesyłowych rozwój sieci może być opóźniony w stosunku do przyłączenia nowych bloków. W przypadku linii wyprowadzenia mocy z elektrowni oznacza to pogorszenie warunków dla stabilności kątowej generatorów elektrowni.
- Generacja wiatrowa, ze względu na zmienność, nie zawsze uzasadnia budowę/modernizację linii. W zamian coraz częściej, także w sieci przesyłowej, będzie się wykorzystywać zwiększenie zdolności przesyłowych dzięki stosowaniu dynamicznej obciążalności linii. Mocno obciążona sieć przesyłowa tworzy trudniejsze warunki dla stabilności kątowej.
- Rozwój energetyki rozproszonej ogranicza wprowadzenie generację konwencjonalną, ale zwiększa znaczenie tej generacji, która aktualnie pracuje i dostarcza niezbędnych usług systemowych i regulacyjnych. W takich warunkach, strata dużego bloku, dodatkowo połączona z bardzo prawdopodobnym wyłączeniem części generacji rozproszonej, może stanowić zwiększone zagrożenie dla bezpiecznej pracy systemu. Aktualne zalecenia ENTSO-E odnośnie zapewnienia odpowiedniego poziomu stabilności kątowej systemów, wynikają w pewnym stopniu właśnie ze wzrastającego nasycenia systemów generacją rozproszoną [2].
- Idea aktualnie stosowanej automatyki ochrony stabilności (APKO) polega na prewencyjnym wyłączaniu bloków w celu dostosowania poziomu generacji elektrowni do warunków sieciowych. Trudno wyobrazić sobie zastosowanie automatyki tego typu dla bloków klasy 1000 MW. Opracowana kilka lat temu koncepcja nowej automatyki systemowej ochrony stabilności kątowej elektrowni zakładała wprowadzenie FV na dużych blokach [4].
- Duży generator po utracie synchronizmu powinien zostać wyłączony przez zabezpieczenia od poślizgu. W przypadku ewentualnego niewyłączenia może dojść do kolejnych poślizgów. Generator, który stracił synchronizm staje się źródłem silnych oscylacji. W przypadku bardzo dużych jednostek generowane oscylacje mogą powodować błędne niepożądane zadziałania zabezpieczeń w sieci, a także utratę synchronizmu innych pobliskich generatorów. Dawniej produkowane generatory były projektowane z założeniem odporności na ewentualny poślizg. Nowoczesne konstrukcje zazwyczaj takiej odporności nie posiadają, w związku z tym poślizg przy dużej mocy mo-

że spowodować uszkodzenia generatora i turbiny. Zadziałanie FV, nawet jeżeli nie ochroni generatora przed utratą synchronizmu to w znaczący sposób zmniejszy szkodliwość wymienionych zjawisk.

3. STABILNOŚĆ KĄTOWA KSE

Stabilność kątowa dużych i małych zakłóceń (SKDZ, SKMZ) jest jednym z elementów oceny bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Ocena bezpieczeństwa polega na sprawdzeniu, czy dla założonego zakresu warunków pracy systemu spełnione są wymagane kryteria bezpieczeństwa, w tym przypadku, kryteria SKDZ i SKMZ. W różnych systemach kryteria te są zazwyczaj różne, co tylko częściowo jest spowodowane przyczynami obiektywnymi takimi jak np. wielkość systemu, rozwój sieci przesyłowej, powiązania z innymi systemami. Kryteria SKDZ i SKMZ podaje się zazwyczaj w dokumentach typu „Grid Code” (w KSE jest to *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - IRIESP*).

Podane zapisy trudno jednoznacznie przypisać do SKMZ lub SKDZ i jest to prawdopodobnie słuszne z punktu widzenia na stabilność kątową całego systemu. Większość zakłóceń, które zdarza się w systemach to zakłócenia o charakterze przemijającym i lokalnym. Dla blisko położonych generatorów będą to duże zakłócenia, mogące spowodować utratę stabilności w pierwszym wychyleniu wirnika, podczas gdy generatory odległe od miejsca zakłócenia doświadczą jedynie niewielkich kołysań. Warto zwrócić uwagę na to, że pojęcie utraty stabilności kątowej dla SKDZ i SKMZ może być różnie interpretowane. O ile utrata stabilności kątowej po dużym zakłóceniu, która następuje w pierwszym lub w następnych wychyleniach, jest oczywista, to nietłumione kołysania niekoniecznie muszą prowadzić do utraty stabilności kątowej. Takie kołysania mogą, na przykład ze względu na nieliniowość, ustabilizować się, co nie znaczy, że jest to stan dopuszczalnej pracy systemu.

Inny aspekt stabilności kątowej, który warto wyjaśnić to znaczenie pojęcia stabilności kątowej systemu. Aczkolwiek istnieje możliwość utraty stabilności kątowej pewnego systemu w ramach grupy systemów pracujących synchronicznie, to jednak mówiąc np. o stabilności kątowej KSE, myśli się o stabilności kątowej jego ważnych elementów takich jak duże generatory, czy też grupy generatorów.

W przytoczonych zapisach IRIESP jedyne zawarte kryterium ilościowe to maksymalny czas zwarcia, przy którym musi zostać utrzymana stabilna praca jednostek wytwórczych. Jest to kryterium dla SKDZ. Brak jest ilościowego kryterium dla SKMZ – mowa jest jedynie o konieczności tłumienia kołysań.

W latach 2010-2012 Instytut Energetyki Oddział Gdańsk wykonywał na zamówienie PSE SA cykliczne oceny bezpieczeństwa sieci dla układów pracy KSE planowanych w horyzoncie trzyletnim, które obejmowały również oceny stabilności kątowej. Dla wykonania oceny uzgodniono z Operatorem wskaźniki stabilności kątowej i warunki ich wyznaczania².

Dla SKDZ wskaźnikiem był krytyczny czas zwarcia (KCZ), który wyznaczano dla zwarć trójfazowych bliskich i dalekich w liniach wychodzących z rozdzielni elektrowni, usuwanych przez wyłączenie linii oraz dla zwarć w

² W ostatnich ocenach zaczęto uwzględniać w odbiorach dynamikę silników. Powoduje to zmniejszenie wartości KCZ o 10÷20 ms.

sąsiadujących węzłach usuwanych przez izolację węzła. Wartością kryterialną dla zwarć bliskich, podobnie jak w przytoczonym zapisie IRiESP, był czas 150 ms. W przypadku zwarć odległych i zwarć w węzłach, konkretnej wartości kryterialnej nie stosowano.

Dla SKMZ, jako wskaźnik przyjęto często spotykany w literaturze [5] współczynnik tłumienia oscylacji

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

gdzie: ξ - współczynnik tłumienia,
 σ - część rzeczywista modu,
 ω - część urojona modu (pulsacja).

Współczynnik tłumienia w dużych systemach wyznacza się używając jednej z metod obliczania częstotliwości i tłumienia oscylacji elektromechanicznych układu zlinearyzowanego, albo w razie braku odpowiednich narzędzi, za pomocą metody Prony'ego stosowaną do przebiegów pozakłóceniovych uzyskanych z symulacji modelu oryginalnego nieliniowego.

Wartością kryterialną dla oscylacji elektromechanicznych o charakterze lokalnym (częstotliwość powyżej 0,6 Hz) była wartość $\xi = 5\%$. W przypadku tego typu oscylacji oznacza to dobre wytłumienie oscylacji, które praktycznie zanikają po kilku okresach.

Wyniki oceny bezpieczeństwa KSE w horyzoncie roku 2015 (ostatni rok oceny) ze względu na SKDZ i SKMZ są dobre. Nie stwierdzono wartości KCZ poniżej 150 ms, podobnie jak nie stwierdzono współczynników tłumienia poniżej wartości 5%.

4. BADANIA MODELOWE

W pracy wykonano badania modelowe dynamiki turbiny w trakcie FV oraz badania, których celem było określenie skuteczności FV, jego wpływu na system, na regulację napięcia i zasilanie potrzeb własnych bloku.

Badanie zjawisk mechanicznych i cieplnych zachodzących w trakcie FV w turbinie 560 MW bloku nr 9 El. Koźnice wykonał zespół IASE Wrocław. Wykorzystany model dokładnie odwzorowuje turbinę i jej regulator. Generator i system elektroenergetyczny jest zamodelowany w sposób bardzo uproszczony. Model został zweryfikowany na podstawie przebiegów zarejestrowanych w turbinie 560 MW w trakcie realizacji próby przejścia bloku z na potrzeby własne. W referacie (ze względu na brak autorów z IASE) ta część badań modelowych nie jest omawiana. Najważniejsze wnioski z punktu widzenia celu pracy - przeprowadzenia próby obiektowej, są następujące:

- szybkości zamykania zaworów SP i WP mieszczą się w zakresie wartości, które występują w turbinach, w których jest wykorzystywany FW,
- przymknięcie zaworów SP na czas dłuższy niż 1,5÷2s może spowodować niepowodzenie próby.

Badania modelowe dotyczące strony elektrycznej (blok, system) wykonano dla układu „generator-sieć sztywna” oraz dla modelu dużych obciążeń KSE.z

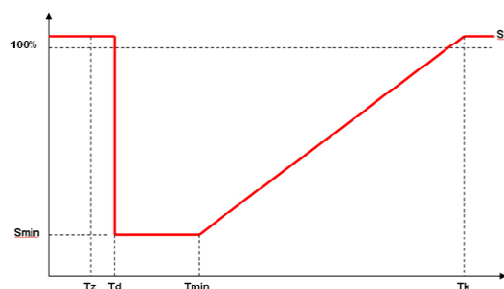
4.1. Model typu generator sieć sztywna

Badany model zawiera dwa identyczne układy typu maszyna synchroniczna – sieć sztywna. Model został opracowany w celu dokładnego zbadania skutków zastosowania FV dla regulacji napięcia i zasilania potrzeb własnych. Dynamika turbozespołów odwzorowuje dynamikę generatorów typu 360 MW, statyczne układy wzbudzenia (model ESST1A), dwuwęściowe stabilizatory systemowe (PSS2A), ograniczniki prądu stojana, wirnika i niedowzbudzenia o typowych strukturach i parametrach (modele użytkownika) oraz turbina i jej regulator (model użytkownika opracowany według [8]).

FV zamodelowano jako sekwencję czasów i wartości pokazaną na rysunku 1, która pozwala określić niezależnie dla zaworów WP i SP: czas zainicjowania FV T_d , poziom minimalnego sygnału (sterującego zaworami) S_{min} , czas, do którego utrzymywany jest sygnał minimalnego T_{min} , czas końca sekwencji T_k , poziom otwarcia po zakończeniu sekwencji FV S_k .

Badania modelu pozwoliły stwierdzić, że:

- FV nie stwarza zagrożeń dla regulacji napięcia i pracy potrzeb własnych.
- Skuteczność FV jest niewielka przy bliskich zwarciach trójfazowych i dwufazowych. Wydłużenie krytycznego czasu zwarcia wynosi do 20 ms.
- Przy odległych zwarciach trójfazowych skuteczność FV rośnie. Wydłużenia krytycznego czasu zwarcia są rzędu kilkudziesięciu milisekund i więcej.
- FV zapobiega utracie stabilności nawet przy bardzo długo trwających i bliskich zwarciach jednofazowych.
- Stabilizator systemowy zwiększa zmienność napięcia generatora w trakcie FV (szczególnie, gdy jest to stabilizator jednowęściowy z sygnałem mocy elektrycznej).
- Stabilizator systemowy ma destabilizujący wpływ w przypadku, gdy generator doświadcza momentów pracy silnikowej.



Rys.1 Sekwencja sygnału FV

4.2 Model KSE

Do modelu dynamicznego KSE wprowadzono funkcjonalność FV dla bloków w El. Bełchatów i bloków El. Koźnice pracujących na system 400 kV. Wykorzystano w tym celu model użytkownika dla turbiny parowej i jej regulatora opracowany według [8].

Przeprowadzone dla FV badania skuteczności i wpływu na KSE pokazały, że:

- FV jest mało skuteczny dla bliskich zwarć, dla których wartość KCZ jest mniejsza od 250~300 ms. FV pozwala na zwiększenie KCZ jedynie o 10÷20 ms.
- Dla zwarć, dla których wartość KCZ przekracza 400 ms zastosowanie FV pozwala zwiększyć KCZ o kilkadziesiąt

ms. Dla jeszcze większych wartości KCZ to zwiększenie może wynosić części sekundy.

- Przyspieszenie prędkości zamykania zaworów SP z 0,250 s do 0,125 s nie ma dużego wpływu na skuteczność FV przy małych wartościach KCZ. Przy czasach rzędu 350 ms zwiększenie KCZ wynosi kilka-kilkanaście milisekund.
- FV nie ma dużego wpływu na regulację napięcia, jeżeli stabilizator systemowy jest nieczuły na zmiany mocy mechanicznej (np. PSS2A). Dla stabilizatorów jednowęściowych wykorzystujących moc elektryczną, stabilizator powoduje znaczące zakłócenia w regulacji napięcia. Jedną z opcji do rozważenia jest blokowanie sygnału z PSS w trakcie FV do momentu, gdy moc będzie niższa niż 60÷70% mocy znamionowej.
- FV wykonywany w czasie zwarcia doprowadza do znacznie głębszej pracy silnikowej niż ma to miejsce bez FV. W pracy silnikowej tradycyjny PSS ma działanie destabilizujące. Także tutaj do rozważenia jest blokowanie sygnału z PSS w trakcie FV.
- Zastosowanie FV zmniejsza momenty działające na wał turbozespołu w momencie usuwania zwarcia. Wynika to z wyraźnie mniejszej amplitudy składowej poprzecznej prądu generatora w momencie usunięcia zwarcia w przypadku stosowania FV.
- Działanie FV nie powodowało zagrożeń dla KSE. FV wykonany jednocześnie na kilku równoległych pracujących jednostkach i powodujący chwilowe zniżenie mocy nawet 1500 ÷ 2000 MW nie stanowi zagrożenia dla KSE ocenianego przez zaburzenia napięcia i oscylacje mocy. W szczególności największe stwierdzone zakłócenie mocy na liniach wymiany spowodowane FV w El. Bełchatów wyniosło około 300 MW. Kołysania są dobrze tłumione.

5. DALSZE PRACE

W II etapie pracy, oprócz wykonania próby FV na bloku 560 MW będzie opracowywana koncepcja nowej automa-

tyki systemowej wykorzystującej dostępność FV. Automatyka ta w porównaniu do działającej obecnie automatyki typu APKO powinna zastąpić, w wielu sytuacjach sieciowych, obecnie stosowane awaryjne wyłączanie bloków, chwilowym zmniejszeniem ich mocy. Opracowanie koncepcji będzie wymagało przede wszystkim rozwiązania problemu identyfikacji konieczności i sposobu wykonania FV. Rozważać się będzie wykorzystanie zabezpieczeń sieciowych jak również lokalnych metod identyfikacji potrzeby wykonania FV występujących w literaturze pod nazwą EVA (Early Valve Actuation), które polega na wypracowaniu sygnału inicjującego na podstawie sygnału mocy przyspieszającej i różniczki mocy elektrycznej.

6. LITERATURA

1. *Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators* ENTSO-E 26 June 2012.
2. Erlich I., Löwen J., Schmidt J. M., Winter W.: *Advanced requirements for thermal power plants for system stability in case of high wind power infeed*, 7th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Madrid 2008.
3. *Technical Background And Recommendations For Defence Plans In The Continental Europe Synchronous Area* ENTSO-E, 31 January 2011.
4. Madajewski K., Sobczak B., Wróblewska S. i in.: *Studium badawcze możliwości zastosowania w KSE nowych rozwiązań APKO*, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Warszawa 2005.
5. Kundur P.: *Power System Stability and Control*.
6. PSLF's User Manual.
7. PSS®E Model Library.
8. Lubośny Z.: *Model układu regulacji turbiny parowej w programie PSLF*, Materiały konferencji Aktualne Problemy w Elektroenergetyce, Jurata 1999.
9. *Optimisation of Protection performance During System Disturbances*, WG B5.09 CIGRE 232, 2003.

FAST-VALVING OF LARGE STEAM TURBINE UNITS AS MEANS OF POWER SYSTEM SECURITY ENHANCEMENT LOGIC – CONFERENCE PAPER

Key-words: fast-valving, power system stability.

Fast-valving assists in maintaining system stability following a severe transmission system fault by reducing the turbine mechanical power. Fast-valving consists in rapid closing and opening of steam valves in adequate manner to reduce the generator accelerating power following the recognition of a severe fault. FV can be an effective and economical method of meeting the performance requirements of power system in the presence of the increase of wind and solar generation in power system and newly connected large thermal units and delaying of building new transmission lines.

The principle of fast-valving and advantages of application this technique in large steam turbine units were presented in the paper. Effectiveness of fast-valving in enhancing the stability of Polish Power Grid was analyzed. Feasibility study of fast-valving application in the 560 MW unit in Kozienice Power Station (EW SA) was discussed.