

Zbigniew LUBOŚNY, Ryszard ZAJCZYK
Katedra Systemów Elektroenergetycznych
Politechniki Gdańskiej

WSPÓLPRACA GENERATORÓW SYNCHRONICZNYCH Z DŁUGIMI CIĄGAMI PRZESYŁOWYMI

Streszczenie. W referacie przedstawiono analizę granicy stabilności lokalnej układu jednomaszynowego i wielomaszynowego wyposażonego w wieloparametrowy regulatora generatora i turbiny, współpracującego z systemem poprzez długie linie przesyłowe. Zagadnienie to istotne jest w przypadku wykorzystywania danego węzła wytwórczego w procesie restytucji systemu elektroenergetycznego.

SYNCHRONOUS GENERATOR OPERATION THROUGH LONG DISTANCE TRANSMISSION LINES

Summary. The paper presents analysis of local stability limit of single machine and multi-machine power system equipped with multi-input controller of synchronous generator and turbine and operating through long distance transmission lines. The above problem is essential in case of use of the generating units (power plant) in process of power system restitution e.g. after black-out.

1. WPROWADZENIE

Wymagania UCPTA określają zapas stabilności lokalnej generatora w zależności od mocy zwarciowej na szynach WN transformatora blokowego w następujący sposób:

- W przypadku mocy zwarciowej po stronie wysokiego napięcia o wartości co najmniej czterokrotnie większej od znamionowej mocy generatora i przy napięciu po stronie wysokiego napięcia co najmniej równym napięciu znamionowemu sieci, musi być zachowana stabilność lokalna dla każdego punktu pracy w obszarze dopuszczalnych stanów pracy generatora oraz musi być zachowana możliwość pracy w stanie ustalonym.
- W przypadku mocy zwarciowej strony wysokonapięciowej równej od jednej do czterech wartości mocy znamionowej generatora i przy napięciu co najmniej równym napięciu znamionowemu sieci, generator musi osiągać bez utraty stabilności lokalnej każdy punkt

pracy w obszarze dopuszczalnych stanów pracy generatora leżący poniżej mocy elektrycznej o wartości równej co najmniej 25% mocy zwarciowej sieci.

W każdym z tych przypadków układy regulacji generatorów synchronicznych powinny zapewnić szybką i stabilną kontrolę odchyłek napięcia w czasie pracy i nie powinny (nie mogą) powodować powstawania nie tłumionych oscylacji.

Dotychczas rozpatrywano funkcjonalność układu regulacji generatora i dobór jego parametrów w kontekście tłumienia oscylacji przy przyjęciu dość silnego powiązania generatora z systemem elektroenergetycznym. W KSE praktycznie nie prowadzono analiz współpracy generatora synchronicznego z systemem elektroenergetycznym poprzez linie o dużej impedancji (małe moce zwarciowe na szynach WN transformatora blokowego).

W przypadku rozważania scenariuszy odbudowy KSE po utracie stabilności (uruchamianie elektrowni ciepłych przez elektrownie wodne za pośrednictwem długich ciągów linii 110 kV) oraz obrony KSE (ciąg awarii prowadzących do wydzielenia się bloku do pracy na pojedyncze linie przesyłowe 400 kV lub 220 kV) powyższy problem staje się bardzo istotny.

W referacie omówiono rezultaty analizy stabilności bloku elektroenergetycznego przy przejściu do pracy z systemem elektroenergetycznym poprzez ciągi przesyłowe o dużych impedancjach (scenariusze zdarzeń zdefiniowano w tablicach 1, 2). Badania wykonano dla bloków Elektrowni Bełchatów (generator GTHW-360 ze statycznym układem wzbudzenia) i Elektrowni Dolna Odra (generator TWW-200-2 z maszynowym układem wzbudzenia). Analizę przeprowadzono opierając się na zlinearyzowanym modelu generatora synchronicznego wraz z odpowiednimi układami regulacji (AVR+PSS) oraz na nieliniowym modelu systemu CENTREL. Do analiz przyjęto modele matematyczne elementów systemu elektroenergetycznego zalecane przez IEEE (w tym dostępne w programie PSLF).

2. MODELE UKŁADU DO BADANIA STABILNOŚCI LOKALNEJ

Przy badaniu stabilności lokalnej układów jedno- i wielomaszynowych wykorzystywane jest kryterium polegające na sprawdzeniu, czy wszystkie pierwiastki równania charakterystycznego układu znajdują się na lewej półpłaszczyźnie ($\alpha + j\beta$).

Dla celów analizy stabilności lokalnej układu jednomaszynowego przyjęto, że układ składa się z bloku wytwórczego dużej mocy typowego dla warunków polskich z generatorem synchronicznym współpracującym z systemem elektroenergetycznym poprzez układ przesyłowy. Układ przesyłowy składał się z transformatora blokowego i dwutorowej linii elektroenergetycznej (rys.1). Generator synchroniczny wyposażony był w statyczny, tyrystorowy układ wzbudzenia i wieloparametrowy regulator generatora. Turbina

kondensacyjna dużej mocy z międzystopniowym przegrzewem pary wyposażona była w elektrohydrauliczny regulator prędkości obrotowej i mocy czynnej [4,6].

Badany układ opisuje się układem równań różniczkowych zlinearyzowanych w otoczeniu punktu pracy, dla którego bada się stabilność lokalną. W tym celu sprawdza się, czy wszystkie wartości własne macierzy stanu mają ujemną część rzeczywistą ($\alpha_i < 0$).

Zlinearyzowany obiekt w ogólnej postaci można opisać:

równaniem stanu:

$$\dot{\mathbf{X}}(t) = \mathbf{A}\mathbf{X}(t) + \mathbf{B}\mathbf{U}(t) \quad (1)$$

równaniem wyjścia:

$$\mathbf{Y}(t) = \mathbf{C}\mathbf{X}(t) + \mathbf{D}\mathbf{U}(t), \quad (2)$$

gdzie: $\mathbf{X}(t)$ - wektor zmiennych stanu,

$\mathbf{U}(t)$ - wektor sygnałów wejściowych,

$\mathbf{Y}(t)$ - wektor sygnałów wyjściowych,

\mathbf{A} - macierz stanu,

\mathbf{B} - macierz wejścia,

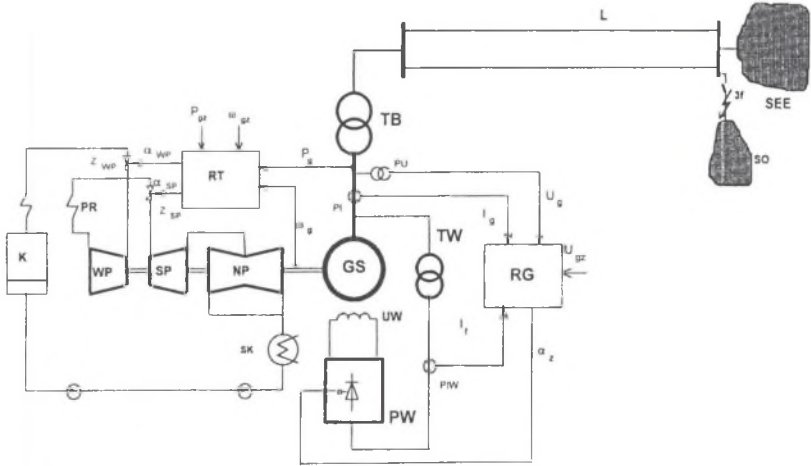
\mathbf{C} - macierz wyjścia,

\mathbf{D} - macierz wiążąca sygnały wejściowe bezpośrednio oddziałujące na wyjście.

W celu wyznaczenia wartości własnych macierzy stanu wyznacza się jej równanie charakterystyczne o postaci:

$$\det[\mathbf{A} - \lambda \mathbf{1}_n] = 0 \quad (3)$$

Rozwiązując równanie charakterystyczne, czyli wyznaczając pierwiastki $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$, znajduje się szukane wartości własne macierzy stanu \mathbf{A} . Analizując dla określonego stanu ustalonego układu części rzeczywiste wartości własnych $\alpha_i = \text{Re}(\lambda_i)$, a szczególnie sprawdzając warunek $\alpha_i \leq 0$, określa się stabilność układu.



Rys.1. Schemat blokowy bloku wytwórczego dużej. GS - generator synchroniczny, TB - transformator blokowy, TW - transformator wzbudzenia, PW - prostownik wzbudzenia, RG - regulator generatora, WP, SP, NP - części turbiny, PR - przegrzewacz międzystopniowy, K - kocioł

Fig. 1. Block diagram of large-power generating unit. GS - synchronous generator, TB - unit transformer, TW - excitation transformer, PW - excitation rectifier, RG - generator governor, WP, SP, NP - parts of condensing turbine, PR - interstage reheater, RT - turbine governor, K - boiler

Układ jednomaszynowy składający się z generatora synchronicznego z układem wzbudzenia i wieloparametrowym regulatorem generatora oraz z turbiny kondensacyjnej z regulatorem turbiny opisano zależnościami 4÷11.

Generator synchroniczny opisano zależnościami:

- równanie stanu:

$$\overset{\circ}{\mathbf{I}}_g(t) = \mathbf{A}_g^{-1} \mathbf{B}_g \mathbf{I}_g(t) + \mathbf{A}_g^{-1} \mathbf{C}_g \mathbf{U}_g(t) \quad (4)$$

- równanie wyjścia:

$$\mathbf{W}_g(t) = \mathbf{D}_g \mathbf{I}_g(t) \quad (5)$$

gdzie: $\mathbf{I}_g^T(t) = [\Delta I_d(t), \Delta I_q(t), \Delta I_f(t), \Delta I_{kd}(t), \Delta I_{kq}(t), \sigma(t), \Delta \delta(t)]$ - wektor zmiennych stanu,

$\mathbf{U}_g^T(t) = [\Delta U_d(t), \Delta U_f(t), \Delta M_s(t)]$ - wektor wielkości wejściowych,

$\mathbf{W}_g^T(t) = [\Delta U_g(t), \Delta P_g(t)]$ - wektor wielkości wyjściowych.

Pozostałe macierze opisano w pracy [2].

Układ wzbudzenia i regulator generatora opisano zależnościami:

- równanie stanu:

$$\begin{bmatrix} \dot{\mathbf{Y}}_{RU}(t) \\ \dot{\mathbf{Y}}_{SS}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{RU} & \mathbf{O} \\ \mathbf{O} & \mathbf{A}_{SS} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{B}_{RU} & \mathbf{B}_{SS-RU} \\ \mathbf{O} & \mathbf{B}_{SS} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{RU}(t) \\ \mathbf{Y}_{SS}(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{RU} & \mathbf{O} \\ \mathbf{O} & \mathbf{A}_{SS} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{C}_{RU} \\ \mathbf{C}_{SS} \end{bmatrix} \mathbf{U}_{RG}(t) \quad (6)$$

równanie wyjścia:

$$\Delta U_f(t) = \mathbf{D}_{RU}^T \mathbf{Y}_{RU}(t) + \mathbf{E}_{UW}^T \mathbf{U}_{RG}(t), \quad (7)$$

gdzie: $\mathbf{Y}_{RU}^T(t) = [\Delta Y_1(t), \Delta Y_2(t), \Delta Y_3(t)]$

- wektor zmiennych stanu toru regulacji napięcia,

$\mathbf{Y}_{SS}^T(t) = [\Delta Y_4(t), \Delta Y_5(t), \Delta Y_6(t), \Delta Y_7(t)]$

- wektor zmiennych stanu stabilizatora systemowego,

$\mathbf{U}_{RG}^T(t) = [\Delta U_{g^*}(t), \Delta U_g(t), \Delta P_g(t), \Delta I_f(t),]$

- wektor wielkości wejściowych,

$\Delta U_f(t)$

- wielkość wyjściowa - zmiana napięcia wzbudzenia.

Turbinę kondensacyjną opisano zależnościami:

- równanie stanu:

$$\dot{\mathbf{D}}_T(t) = \mathbf{A}_{TK}^{-1} \mathbf{B}_{TK} \mathbf{D}_T(t) + \mathbf{A}_{TK}^{-1} \mathbf{C}_{TK} \mathbf{U}_{TK}(t) \quad (8)$$

- równanie wyjścia:

$$\Delta M_t(t) = \mathbf{E}_T^T \cdot \mathbf{D}_T(t) \quad (9)$$

gdzie: $\mathbf{D}_T^T(t) = [\Delta D_{wp}(t), \Delta D_p(t), \Delta D_{sp}(t), \Delta D_{np}(t)]$

- wektor zmiennych stanu turbiny,

$\mathbf{U}_{TK}^T(t) = [\Delta D_t(t), \Delta \alpha_{wp}(t), \Delta \alpha_{sp}(t)]$

- wektor wielkości wejściowych,

$\Delta M_t(t)$

- wielkość wyjściowa - zmiana momentu napędowego generatora.

Regulator turbiny opisano zależnościami:

- równanie stanu:

$$\begin{bmatrix} \dot{\mathbf{Y}}_{RE}(t) \\ \dot{\mathbf{Y}}_{HY}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{RE} & \mathbf{O} \\ \mathbf{O} & \mathbf{A}_{HY} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{B}_{RE} & \mathbf{O} \\ \mathbf{B}_{EH} & \mathbf{B}_{HY} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{RE}(t) \\ \mathbf{Y}_{HY}(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{RE} & \mathbf{O} \\ \mathbf{O} & \mathbf{A}_{HY} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{C}_{RE} \\ \mathbf{O} \end{bmatrix} \mathbf{U}_{RE}(t) \quad (10)$$

- równanie wyjścia:

$$\mathbf{W}_t(t) = \mathbf{D}_{RT} \mathbf{Y}_{HY}(t) \quad (11)$$

gdzie: $\mathbf{Y}_{RE}^T(t) = [\Delta Y_1(t), \Delta Y_2(t), \Delta Y_3(t), \Delta Y_4(t)]$

- wektor zmiennych stanu,

$\mathbf{Y}_{HY}^T(t) = [\Delta Y_5(t), \Delta Y_6(t), \Delta Y_7(t), \Delta Y_8(t), \Delta Y_9(t)]$

- wektor zmiennych stanu układu hydraulicznego zaworów,

$\mathbf{U}_{RE}^T(t) = [\Delta \omega_{g^*}(t), \Delta \omega_g(t)]$

- wektor wielkości wejściowych,

$\mathbf{W}_t^T(t) = [\Delta \alpha_{wp}(t), \Delta \alpha_{sp}(t)]$

- wielkość wyjściowa - zmiana napięcia wzbudzenia.

Uwzględniając wzajemne związki między wielkościami wyjściowymi i wejściowymi poszczególnych obiektów uzyskuje się opis układu jednomaszynowego, współpracującego z systemem elektroenergetycznym, w postaci równań stanu. Wyznaczając macierz stanu, znajdując pierwiastki jej równania charakterystycznego oraz analizując zmiany znaków części rzeczywistych pierwiastków w funkcji mocy czynnej i biernej generatora, wyznacza się granicę stabilności układu jednomaszynowego.

3. STABILNOŚĆ LOKALNA GENERATORÓW SYNCHRONICZNYCH

Utrata stabilności lokalnej generatora synchronicznego wyposażonego w układ wzbudzenia i regulator generatora (napięcia) może być spowodowana wystąpieniem ujemnych momentów tłumiących lub ujemnych momentów synchronizujących. Wartość graniczna mocy czynnej spowodowana wystąpieniem ujemnych momentów synchronizujących zależy w dużym stopniu od reaktancji zewnętrznej generatora - wypadkowej reaktancji między generatorem a systemem elektroenergetycznym. Wartość tej reaktancji w przybliżeniu można oszacować na podstawie znajomości mocy zwarciowej na szynach WN transformatora blokowego. Wskaźnikiem wielkości reaktancji zewnętrznej jest stosunek mocy zwarciowej do mocy znamionowej generatora k_{sys} . Parametry układu przesyłowego w funkcji mocy zwarciowej na szynach WN (strona GN TB) w odniesieniu do mocy znamionowej generatora wyznaczono z zależności 12, a przyjęte w obliczeniach wartości k_{sys} oraz X_s przedstawiono w tabelicy 1 (wielkości wyrażono w jednostkach względnych generatora)

$$k_{sys} = \frac{S_{zw}^{WN}}{S_{ng}} \quad X_s = \frac{1.1}{k_{sys}} \quad (12)$$

gdzie: S_{zw}^{WN} - moc zwarciowa na szynach WN transformatora blokowego,
 S_{ng} - moc znamionowa generatora synchronicznego,
 X_s - zastępcza reaktancja zewnętrzna generatora.

Tablica 1

Przyjęte w obliczeniach wartości k_{sys} oraz X_s dla danych transformatora blokowego: $X_t = 0.14 R_t = 0.005$

$k_{sys} = S_{zw}/S_{ng}$	S_{zw}	X_s	l_z	$X_c = X_t + X_s$
-	MV·A	-	km	-
1,0	150	1,10	~1150	1,24
2,0	300	0,55	~560	0,69
3,0	450	0,37	~390	0,51
4,0	600	0,28	~290	0,42
7,3	1095	0,15	~160	0,29
11,0	1650	0,10	~100	0,24

Granice stabilności lokalnej generatora określono dla układu pracy generatora przedstawionego na rys.1. Generator wyposażony był w statyczny tyrystorowy układ wzbudzenia i wieloparametrowy regulator zawierający w swej strukturze tor główny regulacji napięcia oraz stabilizator systemowy. W badaniach modelowych uwzględniono również model turbiny kondensacyjnej wraz z jej regulatorem prędkości obrotowej. Granice stabilności lokalnej generatora ze statycznym układem wzbudzenia określono w funkcji mocy zwarciowej po stronie WN transformatora blokowego.

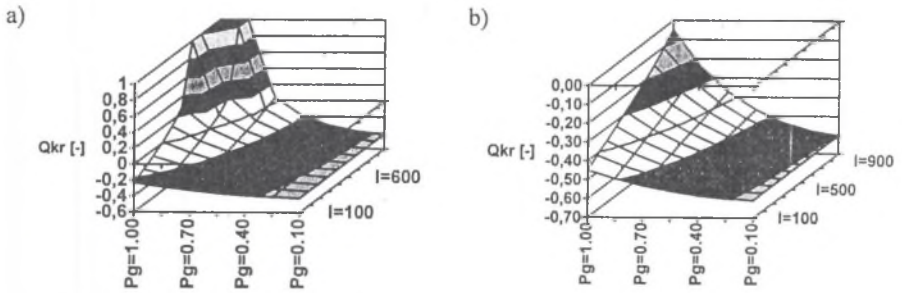
Wpływ napięcia generatora czy impedancji powiązania generatora z systemem elektroenergetycznym (impedancji zewnętrznej) na stabilność jest dość powszechnie znany (przynajmniej jakościowo).

W przypadku pierwszego czynnika można stwierdzić, że dla analizowanych turbozespołów występuje duża zależność krytycznej wartości obciążenia generatora synchronicznego od napięcia generatora. Przykładowo, wzrost napięcia generatora od wartości $U_g=1,0$ [-] do $U_g=1,05$ [-] dla znamionowego obciążenia mocą czynną powoduje przesunięcie granicy stabilności lokalnej o 33 Mvar (w kierunku obciążenia mocą pojemnościową) dla bloku z generatorem GTHW-360 i o 23 Mvar dla bloku z generatorem TWW-200-1.

W przypadku drugiego czynnika można stwierdzić, że wzrost impedancji zewnętrznej układu (wyrażonej dalej poprzez długość linii elektroenergetycznej 400 kV) powoduje znaczące zmniejszenie zapasu stabilności lokalnej. Przy wzroście długości linii elektroenergetycznej do 500 km, dla bloku z generatorem GTHW-360, granica stabilności lokalnej znajduje się poza strefą nastaw układu ARNE – ogranicznika kąta mocy (dla $P_g \leq P_{gn}$). Dalszy wzrost długości linii (impedancji zewnętrznej) powoduje zmniejszenie obszaru stabilności w stopniu uniemożliwiającym generację znamionowej mocy czynnej. Z kolei dla bloku z generatorem TWW-200-2 wzrost impedancji zewnętrznej układu nie powoduje tak znaczącego zmniejszenia zapasu stabilności lokalnej. Nawet przy wzroście długości linii elektroenergetycznej do 1000 km granica stabilności lokalnej znajduje się poza strefą nastaw ogranicznika kąta mocy (dla $P_g \leq P_{gn}$). Dalszą poprawę tego stanu (dla obydwu typów generatorów) łatwo uzyskać zwiększając wartość napięcia generatora.

Ogólnie należy stwierdzić, że blok z generatorem GTHW-360 (ze statycznym układem wzbudzenia) jest dość wrażliwy na wartość impedancji zewnętrznej. Granica stabilności lokalnej dla dużych wartości impedancji zewnętrznej oraz obciążeń mocą czynną zbliżonych do znamionowej przebiega w obszarze mocy biernych indukcyjnych (rys. 2a). Natomiast blok z generatorem TWW-200-2A (z maszynowym układem wzbudzenia) jest, w porównaniu z blokiem o mocy 360 MW, znacznie mniej wrażliwy na wartość impedancji zewnętrznej. Granica stabilności lokalnej nawet dla dużych wartości impedancji zewnętrznej oraz obciążeń mocą czynną zbliżonych do znamionowej przebiega w obszarze mocy biernych pojemnościowych (rys. 2b).

Podsumowując można jednak stwierdzić, że dla obydwu typów bloków obszary, w których możliwości generacji dużej mocy czynnej przy pracy na linię elektroenergetyczną o znacznej długości (na dużą impedancję zewnętrzną) są stosunkowo duże.

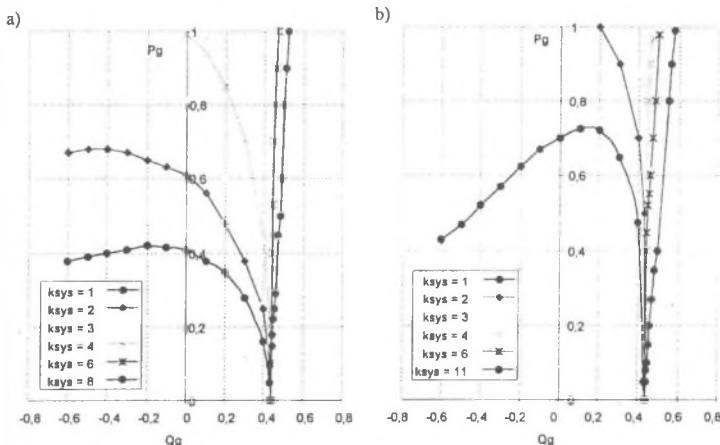


Rys. 2. Granica stabilności lokalnej generatora $Q_{igr}=f(P_g, l)$, $U_g=1,0$ [-], $l \in \langle 100, 1000 \rangle$ [km]
a) – GTHW-360, b) – TWW-200-2

Fig. 2. Lokal stability limit of single generator $Q_{igr}=f(P_g, l)$, $U_g=1,0$ [-], $l \in \langle 100, 1000 \rangle$ [km]
a) – GTHW-360, b) – TWW-200-2

4. GRANICA STABILNOŚCI LOKALNEJ GENERATORA Z REGULATOREM NAPIĘCIA

Granice stabilności lokalnej generatora o mocy 200 MW i 125 MW ze statycznym tyrystorowym układem wzbudzenia i regulatorem generatora, w którego strukturze uwzględniono tylko tor regulacji napięcia, określono dla przypadku utrzymania napięcia po stronie WN transformatora blokowego równego napięciu znamionowemu $U_i = 1$. Granice stabilności w funkcji mocy biernej i czynnej przedstawiono na rys.3.

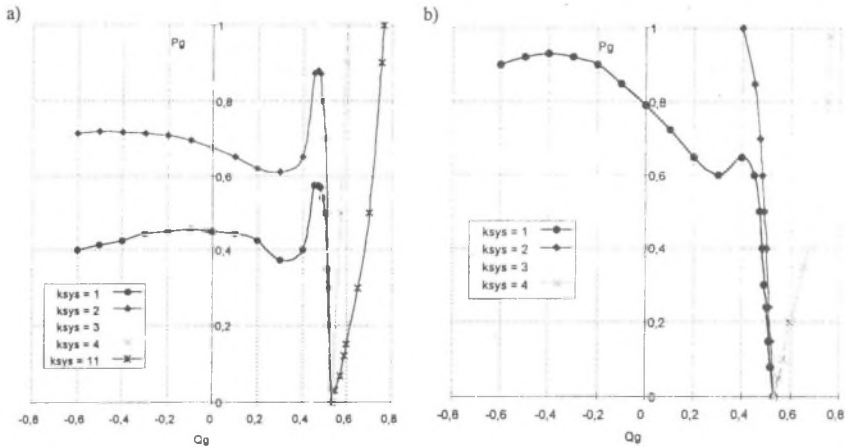


Rys.3. Granica stabilności lokalnej generatora: a) 125 MW, b) 200 MW w funkcji mocy zwarciowej na szynach WN transformatora blokowego (k_{sys}). Regulator napięcia bez stabilizatora systemowego

Fig.3. Local stability limit as a function of initial a.c. short-circuit power on HV bus of step-up transformer S_{zw} . Generator: a) 125 MW, b) 200 MW. Excitation and control systems (AVR)

5. GRANICA STABILNOŚCI LOKALNEJ GENERATORA Z REGULATOREM NAPIĘCIA I STABILIZATOREM SYSTEMOWYM

Granice stabilności lokalnej generatora synchronicznego wyposażonego w statyczny tyrystorowy układ wzbudzenia i regulator generatora zawierający w swej strukturze stabilizator systemowy określono, podobnie jak poprzednio, dla przypadku utrzymania napięcia po stronie WN transformatora blokowego na poziomie napięcia znamionowego. Granicę stabilności dla generatora 200 MW i 125 MW dla różnych wartości współczynnika k_{sys} w funkcji mocy biernej i czynnej przedstawiono na rys.4.



Rys.4. Granica stabilności lokalnej generatora: a) 125 MW, b) 200 MW w funkcji mocy zwarciowej na szynach WN transformatora blokowego (k_{sys}). W strukturze regulatora generatora: regulator napięcia i stabilizator systemowy

Fig.4. Local stability limit as a function of initial a.c. short-circuit power on HV bus of step-up transformer S_{zw} . Generator: a) 125 MW, b) 200 MW. Excitation and control systems (AVR+PSS)

6. WPLYW PARAMETRÓW UKŁADU REGULACJI GENERATORA NA STABILNOŚĆ LOKALNĄ

W ramach prowadzonej analizy dokonano oceny wpływu następujących parametrów regulatorów napięcia generatorów (współczynników wzmocnienia: regulatora K_a i członu korekcyjnego K_f oraz stałych czasowych: wzmacniacza T_a i członów korekcyjnych T_b , T_c , T_f) oraz stabilizatora systemowego (współczynnika wzmocnienia K_s oraz stałych czasowych członów: różniczkującego $T_5=T_6$ i korekcyjnego T_3 , T_4) na właściwości dynamiczne turbozespołu. Zastosowano oznaczenia jak w modelach IEEE.

Rozważając wpływ powyższych parametrów na stabilność pracy turbozespołu należy określić wartości impedancji powiązania generatorów synchronicznych z systemem elektroenergetycznym dla analizowanych konfiguracji pracy układów. W pracy rozważano konfiguracje pracy wynikające z założonych scenariuszy zdarzeń. Dla tych wariantów, wykorzystując model systemu CENTREL, określono również odpowiadające im impedancje zewnętrzne (tablice 2 i 3).

Tablica 2

Wartości impedancji zewnętrznych dla rozważanych konfiguracji pracy
bloku Elektrowni Bełchatów

Konfiguracja pracy układu	Impedancja linii Z_1 [-]	Impedancja systemu Z_s [-]	Impedancja zewnętrzna $Z_e = Z_1 + Z_s$ [-]	Długość zastępczej linii ee l [km]
Wydzielenie bloku do pracy na linię ROG-TCN	0,0089+j0,107	0,0058+j0,0545	0,0147+j0,1615	200
Wydzielenie bloku do pracy na linię ROG-TCN oraz otwarcie łącznika szyn w stacji TCN	0,0089+j0,107	0,0174+j0,1484	0,0263+j0,2554	320
Wydzielenie bloku do pracy na linię ROG-MSK	0,0131+j0,152	0,0093+j0,0842	0,0224+j0,2362	290
Wydzielenie bloku do pracy na linię ROG-MSK oraz otwarcie wyłącznika linii MSK-MIL	0,0131+j0,152	0,0491+j0,3845	0,0622+j0,5365	660
Wydzielenie bloku do pracy na linię ROG-MSK-MIL	0,0131+j0,152	0,0077+j0,0645	0,0249+j0,2615	320
Wydzielenie bloku do pracy na linię ROG-MSK-MIL oraz otwarcie wyłącznika linii MIL-KOZ	0,0131+j0,152	0,0189+j0,136	0,0361+j0,333	410
Wydzielenie bloku do pracy na linię ROG-PLO	0,0138+j0,1647	0,0143+j0,1333	0,0281+j0,298	370
Wydzielenie bloku do pracy na linię ROG-PLO oraz otwarcie wyłącznika linii PLO-GRU	0,0138+j0,1647	0,0441+j0,4204	0,0579+j0,5851	720

* - impedancje wyrażono w jednostkach względnych odniesionych do danych znamionowych generatorów,

** - podane wartości impedancji nie zawierają impedancji transformatorów blokowych.

Tablica 3

Wartości impedancji zewnętrznych dla rozważanych konfiguracji pracy
bloku elektrowni Dolna Odra

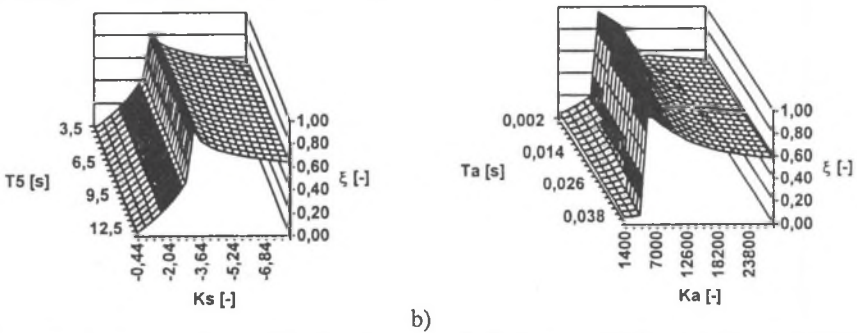
Konfiguracja pracy układu	Impedancja linii Z_1 [-]	Impedancja systemu Z_s [-]	Impedancja zewnętrzna $Z_e = Z_1 + Z_s$ [-]	Długość zastępczej linii ee l [km]
Wydzielenie bloku do pracy na linię KRA-PLE	0,0079+j0,0922	0,0098+j0,0723	0,0177+j0,1645	380
Wydzielenie bloku do pracy na linię KRA-PLE oraz wyłączenie autotransformatora w stacji PLE	0,0079+j0,0922	0,0203+j0,1908	0,0282+j0,283	650
Wydzielenie bloku do pracy na linię KRA-PLE oraz wyłączenie transformatora w stacji PLE	0,0079+j0,0922	0,0089+j0,0889	0,0168+j0,1811	420
Wydzielenie bloku do pracy na linię KRA-DUN	0,0063+j0,0738	0,0087+j0,0665	0,015+j0,0739	170
Wydzielenie bloku do pracy na linię KRA-DUN oraz wyłączenie transformatora w stacji DUN	0,0063+j0,0738	0,0115+j0,0808	0,0178+j0,1465	350
Wydzielenie bloku do pracy na linię KRA-DUN oraz otwarcie wyłącznika linii DUN-ZRC	0,0063+j0,0738	0,0185+j0,1338	0,0801+j0,2077	470

Z danych przedstawionych w tablicach wynika, że wydzielenie bloku elektrowni Bełchatów lub Elektrowni Dolna Odra do pracy na pojedynczą linię elektroenergetyczną

prowadzi do jego pracy na impedancję zewnętrzną odpowiadającą długości linii (400 kV) mniejszej niż 500 km. Dopiero kolejne wyłączenie awaryjne powoduje, w niektórych wariantach, zwiększenie tej długości do ponad 700 km dla bloku Elektrowni Bełchatów oraz do około 650 km dla bloku Elektrowni Dolna Odra.

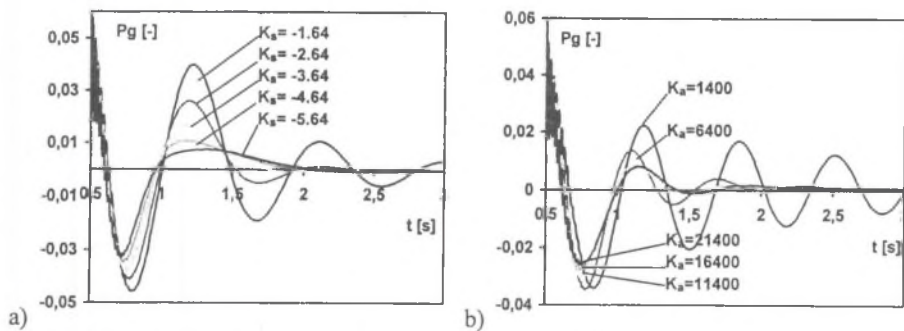
Wybrane rezultaty analizy przedstawiono na rys. 5 w postaci zależności współczynnika tłumienia modu związanego z kołysaniami wirnika turbozespołu od parametrów regulatora napięcia generatora i stabilizatora systemowego $\xi=f(K_i, T_i)$. W celu rozszerzenia możliwości oceny procesów regulacji napięcia i tłumienia kołysań elektromechanicznych przedstawiono również przebiegi czasowe odpowiedzi analizowanego układu na skokowy wzrost napięcia systemu (rys. 6). Uzyskane rezultaty można skomentować następująco:

- Wartości parametrów zarówno regulatora napięcia, jak i stabilizatora z wyjątkiem współczynnika wzmocnienia stabilizatora systemowego K_s dla układu regulacji generatora GTHW-360 oraz współczynnika wzmocnienia regulatora K_a dla układu regulacji generatora TWW-200-2, należy uznać za optymalne - również w przypadku pracy na tzw. linię długą. Można zauważyć, że wartości współczynnika tłumienia dla tych parametrów znajdują się na szczytach lub grzbietach powierzchni $\xi=f(K_i, T_i)$. Zmiany wartości tych parametrów w szerokich granicach (oprócz wskazanych wyjątków) nie powodują znaczącego wzrostu współczynnika tłumienia.



Rys. 5. Wartość współczynnika tłumienia w funkcji parametrów regulatora napięcia generatora: a) – GTHW-360, $\xi=f(K_s, T_5)$, $U_g=1,0$ [-], $P_g=0,85$ [-], $Q_g=0$ [-], $l=500$ km, b) – TWW-200-2, $\xi=f(K_a, T_a)$, $U_g=1,0$ [-], $P_g=0,85$ [-], $Q_g=-0,3$ [-], $l=500$ km

Fig.5. Damping coefficient as a function of voltage regulator parameters
a) – GTHW-360, $\xi=f(K_s, T_5)$, $U_g=1,0$ [-], $P_g=0,85$ [-], $Q_g=0$ [-], $l=500$ km,
b) – TWW-200-2, $\xi=f(K_a, T_a)$, $U_g=1,0$ [-], $P_g=0,85$ [-], $Q_g=-0,3$ [-], $l=500$ km



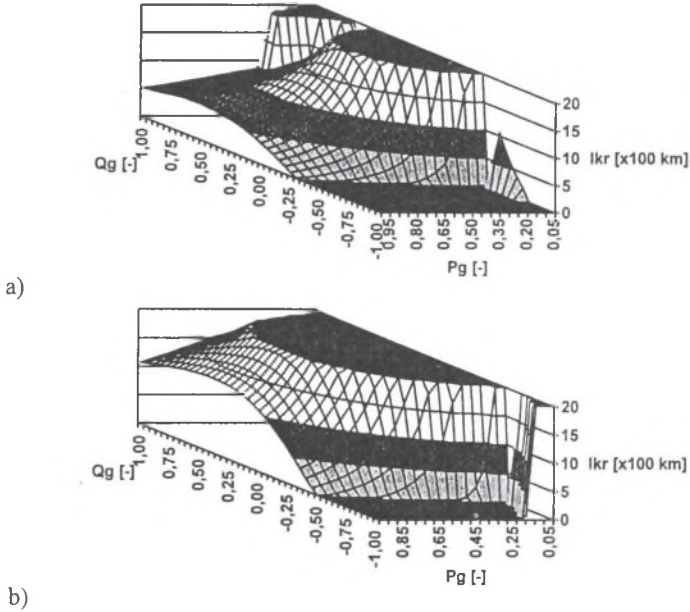
Rys. 6. Odpowiedź układu na skokowy wzrost napięcia zastępczego systemu elektroenergetycznego o 5%: a) – GTHW-360, $U_g=1,0$ [-], $P_g=0,85$ [-], $Q_g=0$ [-], $l=500$ km, b) – TWW-200-2, $U_g=1,0$ [-], $P_g=0,85$ [-], $Q_g=-0,3$ [-], $l=500$ km

Fig. 6. Generator real power after 5% step change in infinite bus voltage: a) – GTHW-360, $U_g=1,0$ [-], $P_g=0,85$ [-], $Q_g=0$ [-], $l=500$ km, b) – TWW-200-2, $U_g=1,0$ [-], $P_g=0,85$ [-], $Q_g=-0,3$ [-], $l=500$ km

- Często w efekcie zmiany danego współczynnika wzmocnienia lub stałej czasowej zauważalny jest pewien wzrost współczynnika tłumienia, jednak związane jest to z równoczesnym pogorszeniem innych wielkości charakteryzujących proces regulacji napięcia i tłumienia kołysań elektromechanicznych.
- Znaczącą poprawę efektywności tłumienia kołysań elektromechanicznych w analizowanym układzie można uzyskać poprzez zwiększenie współczynnika wzmocnienia stabilizatora systemowego z wartości $K_s=-1,64$, do poziomu $K_s=-3,64$ (GTHW-360) oraz współczynnika wzmocnienia z wartości $K_a=1400$ do poziomu $K_a=21400$ (TWW-200-2, przy czym nie rozważa się tu realizowalności takiego sterowania przy wykorzystaniu istniejących regulatorów generatorów Elektrowni Dolna Odra).

7. OKREŚLENIE WARTOŚCI KRYTYCZNEJ IMPEDANCJI POWIĄZANIA GENERATORA Z SYSTEMEM

Powyższą analizę przeprowadzono dla turbozespołów z regulatorami napięcia i stabilizatorami o parametrach stosowanych w KSE. Dla tak określonych układów krytyczne długości linii elektroenergetycznych jako wielokrotność linii o długości 100 km przedstawiono w funkcji obciążenia generatora $l_{kr}=f(P_g, Q_g)$, rys. 7.



Rys. 7. Krytyczne wartości impedancji zewnętrznej w funkcji obciążenia generatora $l_{kr}=f(P_g, Q_g)$, $U_g=1,0$ [-], a) – GTHW-360, b) – TWW-200-2

Fig. 7. Critical values of impedance as of function generator load $l_{kr}=f(P_g, Q_g)$, $U_g=1,0$ [-]. a) – GTHW-360, b) – TWW-200-2

Z przeprowadzonych analiz, a w tym z przedstawionych wykresów, wynikają następujące wnioski:

- Pomijalnie mały jest wpływ wartości parametrów regulatorów analizowanych układów regulacji na wartość krytyczną długości linii elektroenergetycznej (w analizowanym zakresie zmienności tych parametrów).
- Istotny jest wpływ wartości napięcia generatora na wartość krytyczną długości linii elektroenergetycznej, co również wynika z wcześniejszych rozważań.
- W przypadku wydzielenia się bloku do pracy na linię elektroenergetyczną (pierwsze zakłócenie) można przyjąć, że nie więcej niż połowa impedancji wynikająca z krytycznej wartości długości linii przypada na zastępczą impedancję systemu, natomiast połowa (lub więcej) na linię elektroenergetyczną. W związku z czym, jeżeli z powyższych wykresów wynika wartość $l_{kr}=800$ km, to turbozespół powinien stabilnie pracować na linię (o napięciu znamionowym 400 kV) o długości co najmniej 400 km.
- Natomiast w przypadku wystąpienia tzw. drugiego zakłócenia sytuacja jest mniej jednoznaczna. Wartość impedancji zastępczej systemu w skrajnym przypadku może być

kilkukrotnie większa niż impedancja linii elektroenergetycznej, przez którą turbozespół połączony jest z systemem (patrz tablice 2, 3). W takich przypadkach w ramach analizy kolejnych zakłóceń, aby nie doprowadzać do wykluczenia wariantu pracy, w którym stabilna praca jest jednak możliwa, należy zawsze dokonywać obliczenia impedancji zastępczej systemu.

8. WNIOSKI

Przeprowadzone obliczenia symulacyjne pozwoliły na sformułowanie następujących wniosków z zakresu stabilności lokalnej generatora synchronicznego współpracującego z systemem elektroenergetycznym poprzez linię długą:

1. Przy długościach linii przekraczających 200-300 km granica stabilności lokalnej istotnie zależy od długości linii.
2. Możliwe jest zapewnienie stabilnej pracy generatora na linię długą poprzez odpowiedni dobór struktury wieloparametrowego regulatora generatora oraz dobór jego nastaw.
3. Stabilizator systemowy w znacznym stopniu zwiększa zapas stabilności lokalnej generatora synchronicznego pracującego na linię długą.

Przeprowadzona analiza w układzie wielomaszynowym pozwala na sformułowanie następujących wniosków:

1. Wartości parametrów układu regulacji analizowanych generatorów synchronicznych można uznać za optymalne. Nie stwierdzono możliwości zwiększenia obszaru stabilności lokalnej poprzez ich zmianę.
2. Głównym sposobem zwiększania obszaru stabilności lokalnej jest zwiększanie napięcia generatora synchronicznego. Ograniczeniem jest tu dopuszczalna wartość napięcia sieci i urządzeń stacji 400 kV oraz działanie ograniczników dopuszczalnych stanów pracy generatora (w tym ARNE).
3. W obydwu analizowanych wariantach możliwa jest stabilna praca turbozespołów po awaryjnym wydzieleniu się do pracy na pojedyncze linie elektroenergetyczne: ROG-MSK, ROG-PLO, ROG-TCN, ROG-MSK-MIL, KRA-PLE, KRA-DUN w pełnym zakresie generacji mocy czynnej.
4. W przypadku wystąpienia kolejnych zakłóceń i awaryjnych wyłączeń linii lub sprzęgieł praca ze znamionową mocą czynną generatora w części analizowanych wariantów jest możliwa. Natomiast w wariantach pracy na ciągi przesyłowe ROG400-

PLO400-PLO110, ROG400-MSK400-MSK220 konieczne jest obniżenie mocy czynnej generowanej do wartości odpowiednio 250 MW i 325 MW. Z kolei dla generatora Elektrowni Dolna Odra dla wariantów awarii rozwijającej się występują przeciążenia elementów sieci 110 kV. W tym przypadku należy podjąć działania zmieniające rozplływ mocy czynnej w tej części KSE.

5. W przypadku wydzielenia się bloku do pracy na „długi” ciąg przesyłowy należy dążyć do pracy generatora z maksymalną wartością napięcia na jego zaciskach.

LITERATURA

1. Grabowski A.: Wpływ układów wzbudzenia na stabilność pracy generatorów synchronicznych. Prace Instytutu Energetyki, z. 21, 1991.
2. Lubośny Z., Szczerba Z., Zajczyk R.: Wpływ nowoczesnych układów regulacji napięcia generatora na stabilność lokalną bloków pracujących na linię długą. PSE S.A. RB/SP/70/98, Gdańsk 1999.
3. Machowski J., Białek J., Bumby J. R.: Power System Dynamics and Stability. John Willey, London 1997.
4. Zajczyk R.: Sterowanie pracą elektroenergetycznego węzła wytwórczego w stanach nieustalonych. Zeszyty Naukowe Politechniki Gdańskiej nr 542, Elektryka nr 81, Gdańsk 1996.
5. Lubośny Z., Szczerba Z., Zajczyk R.: Współpraca stabilizatora kołysań elektro-mechanicznych z układem szybkiego sterowania zaworami regulacyjnymi turbiny. Archiwum Energetyki. 1993, nr. 1-2..
6. Lubośny Z.: Self-organising controllers of generating unit in electric power system. Zeszyty Naukowe Politechniki Gdańskiej seria Monografie nr 4, Gdańsk 1999.

Recenzent: Dr hab. inż. Aleksander Żywiec
Profesor Politechniki Śląskiej

Wpłynęło do Redakcji dnia 20 kwietnia 2000 r.

Abstract

The UCPTE requirements define the local stability limit as a function of the initial a.c. short-circuit power on HV bus of the step-up transformer S_{zw} in the following way:

- if $S_{zw} > 4S_{ng}$ then the generating unit should operate stable at all operating points located in domain of allowable operating points.

- if $S_{ng} \leq S_{zw} \leq 4S_{ng}$ then the generating unit should operate stable at operating points located in domain of allowable operating points but with load $S_g \leq 0.25S_{zw}$

In each of the above cases the synchronous generator controllers, during operation, should ensure fast and stable minimisation of the control input errors and simultaneously they cannot introduce undamped oscillations.

Till now the operation of the synchronous generator control system and selection of its parameters were considered in context of the electromechanical oscillations damping with assumption of rather strong connections of the synchronous generator with the power system. In KSE there has not been made analysis of the synchronous generator co-operation with power system through long transmission lines (with little initial a.c. short-circuit power on HV bus of step-up transformer).

In case of consideration of screenplays of KSE restoration after loss of stability (i.e. starting of the thermal power plant by use of the water power plant through long distance 110 kV lines) and KSE defences (i.e. sequence of disturbances leading to switching the generating unit to operation with power system through a single transmission 400 kV or 220 kV line) the above problems become essential.

The paper presents results of the local stability analysis of a generating unit operating with the power system through high impedance (long) transmission lines. There were considered various operating configurations which are defined in Tabs. 1, 2. The investigations were carried out for two types of generating units typical for KSE: the unit from Bełchatów Power Plant (synchronous generator GTHW-360 with static excitation system) and typical for Dolna Odra Power Plant (generator TWW-200-2 with machine excitation system). The analysis was based on the linearised model of a synchronous generator, together with adequate excitation and control systems (AVR+PSS) and on the non-linear model of the CENTREL system. There were used mathematical models recommended by IEEE (accessible in PSLF programme).

The time domain simulations allow to formulate the following conclusions related to local stability of a synchronous generator co-operating with power system through long distance transmission lines:

- at lengths of transmission lines exceeding 200-300 km the local stability limit depends strongly on the transmission line length.
- it is possible to ensure the stable operation of a synchronous generator by proper selection multi-input controller structure and its parameters.
- the power system stabiliser enlarges considerably the local stability limit of a synchronous generator operating on long transmission line.

The analysis performed for the multi-machine power system confirmed the above conclusions.