

**ZESZYTY
NAUKOWE
POLITECHNIKI
ŚLĄSKIEJ**

Stefan PASZEK

P3347/98

**OPTYMALIZACJA
STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH
W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM**

ELEKTRYKA

z. 161

**GLIWICE
1998**

POLITECHNIKA ŚLĄSKA
ZESZYTY NAUKOWE

Nr 1388



P.3347/98

Stefan PASZEK

**OPTYMALIZACJA
STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH
W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM**

OPINIODAWCY
Prof. dr hab. inż. Jan Machowski
Prof. dr hab. inż. Zbigniew Szczerba

KOLEGIUM REDAKCYJNE

REDAKTOR NACZELNY – Prof. dr hab. Zygmunt Kleszczewski
REDAKTOR DZIAŁU – Doc. dr inż. Zofia Cichowska
SEKRETARZ REDAKCJI – Mgr Elżbieta Leško

REDAKCJA

Mgr Aleksandra Kłobuszowska

REDAKCJA TECHNICZNA

Alicja Nowacka

Wydano za zgodą
Rektora Politechniki Śląskiej

PL ISSN 0072-4688

Wydawnictwo Politechniki Śląskiej
ul. Kujawska 3, 44 - 100 Gliwice

Nakł. 110 + 83 Ark. wyd. 12,5 Ark. druk. 11,125 Papier offset. kl. III 70 x 100, 80 g
Oddano do druku 08.06.1998 r. Podpis. do druku 08.06.1998 r. Druk ukończ. w czerwcu 1998 r.

Fotokopie, druk i oprawę wykonał „ROLEK”, Gliwice, ul. Kazimierza Wielkiego 4

SPIS TREŚCI

WYKAZ WAŻNIEJSZYCH OZNACZEŃ I OKREŚLEŃ.....	11
1. WPROWADZENIE - PRZEDSTAWIENIE PROBLEMU ANALIZY	17
2. OPIS MATEMATYCZNY SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	21
2.1. Elementy systemu elektroenergetycznego.....	21
2.2. Założenia przyjęte przy formułowaniu modelu matematycznego systemu.....	23
2.3. Opis matematyczny generatora synchronicznego w systemie elektroenergetycznym.....	23
2.4. Modele matematyczne układów wzbudzenia z regulatorami napięcia.....	34
2.4.1. Układ wzbudzenia DC1.....	35
2.4.2. Układ wzbudzenia AC1.....	38
2.4.3. Układ wzbudzenia ST2.....	40
2.4.4. Sygnały wejścia-wyjścia układów wzbudzenia generatorów synchronicznych.....	41
2.5. Model matematyczny stabilizatora systemowego.....	42
2.6. Modele matematyczne turbin oraz ich układów regulacji.....	44
2.6.1. Model matematyczny turbiny parowej oraz jej układu regulacji	45
2.6.2. Model matematyczny turbiny wodnej oraz jej układu regulacji	48
2.6.3. Sygnały wejścia-wyjścia modelu turbiny wraz z jej układem regulacji .	50
2.7. Model matematyczny zespołu wytwórczego.....	51
2.8. Modele prądowo-napięciowe elementów sieci elektroenergetycznej.....	53
2.8.1. Model prądowo-napięciowy transformatora.....	53
2.8.2. Model prądowo-napięciowy linii przesyłowej.....	57
2.8.3. Model prądowo-napięciowy odbioru.....	60
2.9. Model prądowo-napięciowy sieci elektroenergetycznej.....	61
2.10. Redukcja modelu sieci elektroenergetycznej.....	62
2.11. Model matematyczny systemu elektroenergetycznego jako połączenie modeli matematycznych zespołów wytwórczych i sieci elektroenergetycznej...	64
3. MODEL MATEMATYCZNY ZLINEARYZOWANY SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	67

P. 15/99

3.1. Model matematyczny zlinearyzowany generatora synchronicznego.....	67
3.2. Modele matematyczne zlinearyzowane układów wzbudzenia z regulatorami napięcia.....	69
3.2.1. Model matematyczny zlinearyzowany układu wzbudzenia DC1.....	69
3.2.2. Model matematyczny zlinearyzowany układu wzbudzenia AC1.....	69
3.2.3. Model matematyczny zlinearyzowany układu wzbudzenia ST2.....	70
3.3. Model matematyczny zlinearyzowany stabilizatora systemowego.....	71
3.4. Modele matematyczne zlinearyzowane turbin i ich układów regulacji.....	72
3.5. Model matematyczny zlinearyzowany zespołu wytwórczego.....	72
3.6. Model matematyczny zlinearyzowany systemu elektroenergetycznego jako połączenie modeli matematycznych zlinearyzowanych zespołów wytwórczych i sieci elektroenergetycznej.....	73
4. WYZNACZENIE OPTYMALNEGO ROZMIESZCZENIA STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM.....	76
5. WYZNACZENIE ELEKTROMECHANICZNYCH WARTOŚCI WŁASNYCH I WEKTORÓW WŁASNYCH MACIERZY STANU SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	85
6. WYZNACZENIE PARAMETRÓW STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH PRZY UWZGLĘDNIENIU MAŁYCH ZAKŁÓCEŃ W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM.....	94
6.1. Metoda wyznaczania parametrów stabilizatorów systemowych przy małych zakłóceniach.....	94
6.2. Numeryczne obliczenie momentowo - napięciowej charakterystyki częstotliwościowej zespołu wytwórczego w wielomaszynowym systemie elektroenergetycznym.....	103
6.3. Uzależnienie optymalnych parametrów stabilizatorów systemowych od stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego.....	105
6.4. Ocena alternatywnych metod wyznaczania optymalnych parametrów stabilizatorów systemowych bazujących na analizie małych zakłóceń w systemie elektroenergetycznym.....	108
7. OPTIMALIZACJA PARAMETRÓW STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH PRZY UWZGLĘDNIENIU DUŻYCH ZAKŁÓCEŃ STANU RÓWNOWAGI SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	110

8. WYNIKI OBLICZEŃ.....	114
8.1. Ogólna charakterystyka rozpatrywanego systemu elektroenergetycznego....	114
8.2. Wyniki obliczeń optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych.	116
8.3. Wyniki obliczeń parametrów stabilizatorów systemowych dla systemu elektroenergetycznego o modelu zlinearyzowanym wokół ustalonego punktu pracy.....	124
8.4. Elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu zlinearyzowanego modelu systemu elektroenergetycznego ze stabilizatorami systemowymi....	128
8.5. Wyniki optymalizacji parametrów stabilizatorów systemowych przy uwzględnieniu dużych zakłóceń stanu równowagi.....	130
9. UWAGI UZUPEŁNIAJĄCE DO ZASTOSOWANYCH MODELI MATEMATYCZNYCH ELEMENTÓW UKŁADU.....	139
9.1. Uwagi do modeli matematycznych odbiorów.....	139
9.2. Parametry stabilizatorów systemowych wyznaczone przy uwzględnieniu kołysań międzyobszarowych.....	140
9.3. Wpływ rzędu modelu matematycznego generatorów synchronicznych na elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu systemu i na obliczane parametry stabilizatorów systemowych.....	143
10. PODSUMOWANIE I WNIOSKI KOŃCOWE.....	146
LITERATURA.....	149
ZAŁĄCZNIKI.....	156
Z1. PRZYKŁADOWE DANE UKŁADÓW REGULACJI WZBUDZENIA I TURBIN.....	156
Z.1.1. Układ wzbudzenia DC1.....	156
Z.1.2. Układ wzbudzenia AC1.....	156
Z.1.3. Układ wzbudzenia ST2.....	156
Z.1.4. Turbina parowa.....	156
Z.1.5. Turbina wodna.....	156
Z2. MODYFIKACJE ALGORYTMU AESOPS.....	157
Z.2.1. Opis I modyfikacji algorytmu AESOPS.....	157
Z.2.2. Opis II modyfikacji algorytmu AESOPS.....	159

Z.3. METODA WYZNACZANIA PARAMETRÓW STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH BAZUJĄCA NA PRZESUWANIU WYBRANYCH WARTOŚCI WŁASNYCH MACIERZY STANU UKŁADU PRZY WYKORZYSTANIU ALGORYTMU NEWTONA-RAPHSONA.....	163
Z.3.1. Opis metody wyznaczania parametrów stabilizatorów systemowych.....	163
Z.3.2. Wyznaczenie macierzy transmitancji systemu elektroenergetycznego bez stabilizatorów systemowych.....	166
Z.4. WYNIKI OBLICZEŃ PARAMETRÓW STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH	169
Z.5. PODSTAWOWE DANE ROZPATRYWANEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	170
Z.6. ELEKTROMECHANICZNE WARTOŚCI WŁASNE MACIERZY STANU SYSTEMU PRZY REPREZENTACJI WYBRANEGO ODBIORU POPRZEZ ZASTĘPCZĄ MASZYNĘ ELEKTRYCZNĄ PRĄDU PRZEMIENNEGO.....	172
STRESZCZENIA.....	175

CONTENTS

LIST OF SOME DENOTATIONS AND DEFINITIONS.....	11
1. INTRODUCTION - PRESENTATION OF ANALYSIS.....	17
2. MATHEMATICAL DESCRIPTION OF THE POWER SYSTEM.....	21
2.1. Elements of the power system.....	21
2.2. Assumptions taken when formulating mathematical model of the system.....	23
2.3. Mathematical description of a synchronous generator acting in the power system.....	23
2.4. Mathematical models of the generator exciting systems with their voltage regulators.....	34
2.4.1. Exciting system DC1.....	35
2.4.2. Exciting system AC1.....	38
2.4.3. Exciting system ST2.....	40
2.4.4. The control signals input-output of the synchronous generator exciting system.....	41
2.5. Mathematical model of the power system stabilizer.....	42
2.6. Mathematical models of turbines and their regulation systems (models of the governor systems).....	44
2.6.1. Mathematical model of the steam turbine and its governor system.....	45
2.6.2. Mathematical model of the water turbine and its governor system.....	48
2.6.3. The control signals input-output for the turbine and governor system...	50
2.7. Mathematical model of the generator unit.....	51
2.8. The current-voltage models of the power system network elements.....	53
2.8.1. The current-voltage model of the transformer.....	53
2.8.2. The current-voltage model of the distribution line.....	57
2.8.3. The current-voltage model of the load.....	60
2.9. The current-voltage model of the power system network.....	61
2.10. Reduction of the system network model.....	62
2.11. Mathematical model of the power system as integration of the mathematical models of generating units and power system network.....	64

3. LINEARIZED MATHEMATICAL MODEL OF THE POWER SYSTEM	67
3.1. Linearized mathematical model of the synchronous generator.....	67
3.2. Linearized mathematical models of the excitation systems with their voltage regulators.....	69
3.2.1. Linearized mathematical model of the excitation system DC1.....	69
3.2.2. Linearized mathematical model of the excitation system AC1.....	69
3.2.3. Linearized mathematical model of the excitation system ST2.....	70
3.3. Linearized mathematical model of the power system stabilizer.....	71
3.4. Linearized mathematical model of the turbines and their regulators (turbine governor systems).....	72
3.5. Linearized mathematical model of the generating unit.....	72
3.6. Linearized mathematical model of the power system as integration of the linearized mathematical models of generating units and power system network.....	73
4. EVALUATION OF OPTIMAL PSS SITE SELECTION IN THE POWER SYSTEM.....	76
5. EVALUATION OF EIGENVALUES AND EIGENVECTORS OF THE POWER SYSTEM STATE MATRIX.....	85
6. EVALUATION OF THE PSS PARAMETERS TAKING INTO CONSIDERATION SMALL DISTURBANCES IN THE POWER SYSTEM	94
6.1. Method of PSS parameter evaluation at small disturbances.....	94
6.2. Numerical calculation of the torque - voltage plot of the power generating unit in the multimachine power system.....	103
6.3. Dependence of the optimal PSS parameters on the load state in the power system.....	105
6.4. Estimation of alternative methods of optimal PSS parameter evaluation basing on analysis of small disturbances in the system.....	108
7. OPTIMISATION OF THE PSS PARAMETERS TAKING INTO CONSIDERATION LARGE DISTURBANCES IN THE POWER SYSTEM OPERATION.....	110
8. CALCULATION RESULTS.....	114
8.1. General characteristic of the investigated power system.....	114

8.2. Calculation results of the optimal PSS sites in the power system.....	116
8.3. Calculation results of the optimal PSS parameters for the linearized model of power system about the steady state operating point.....	124
8.4. The electromechanical state matrix eigenvalues of the linearized model of the power system with applied PSSs.....	128
8.5. Optimal PSS parameters taking into consideration large disturbances in the power system.....	130
9. COMPLEMENTARY NOTICES TO THE APPLIED MATHEMATICAL MODELS OF THE POWER SYSTEM COMPONENTS.....	139
9.1. Notices to the load models.....	139
9.2. PSS parameters evaluated when taking into account interarea swing effects in the power system.....	140
9.3. Influence of the mathematical model order of the synchronous generator on the electromechanical eigenvalues of the power system and on the PSS parameters.....	143
10. GENERAL CONCLUSIONS.....	146
REFERENCES.....	149
APPENDIXES.....	155
Z1. EXEMPLARY DATA OF THE EXCITATION SYSTEMS AND THE TURBINE GOVERNOR SYSTEMS.....	156
Z.1.1. Excitation system DC1.....	156
Z.1.2. Excitation system AC1.....	156
Z.1.3. Excitation system ST2.....	156
Z.1.4. Steam turbine.....	156
Z.1.5. Water turbine.....	156
Z2. MODIFICATION OF THE AESOPS ALGORITHM.....	157
Z.2.1. Description of the I modification of the AESOPS algorithm.....	157
Z.2.2. Description of the II modification of the AESOPS algorithm.....	159
Z3. METHOD OF PSS PARAMETER EVALUATION BASED ON SHIFTING OF CHOSEN EIGENVALUES OF THE POWER SYSTEM STATE MATRIX WITH APPLICATION OF THE NEWTON-RAPHSON ALGORITHM..	163
Z.3.1. Description of PSS parameter evaluation.....	163

Z.3.2. Evaluation of transmittance matrix of the power system without applying PSSs.....	166
Z.4. CALCULATION RESULTS OF PSS PARAMETERS.....	169
Z.5 BASIC DATA OF THE INVESTIGATED POWER SYSTEM.....	170
Z.6 ELECTROMECHANICAL STATE MATRIX EIGENVALUES WHEN SUBSTITUTING THE LOAD BY THE EQUIVALENT AC ELECTRIC MACHINE.....	172
ABSTRACTS.....	175

WYKAZ WAŻNIEJSZYCH OZNACZEŃ I OKREŚLEŃ

Objaśnienie stosowanych nazw i skrótów:

AC1 - typ układu wzbudzenia wykorzystujący prądnicę synchroniczną wraz z prostownikiem diodowym jako źródło zasilania uzwojenia wzbudzenia,

AEOSOPS - iteracyjny algorytm obliczania elektromechanicznych wartości własnych oraz odpowiadających im wektorów własnych macierzy stanu układu,

DC1 - typ układu wzbudzenia wykorzystujący prądnicę prądu stałego jako źródło zasilania uzwojenia wzbudzenia,

G - generator synchroniczny,

KSEE - Krajowy System Elektroenergetyczny,

PSS - stabilizator systemowy,

RN - regulator napięcia,

RNGT-7, RNGT-8, RNGY-6, WGSY-3- typy krajowych układów wzbudzenia,

ST2 - typ układu wzbudzenia wykorzystujący przekształtnik tyrystorowy jako źródło zasilania uzwojenia wzbudzenia,

UCPTE - system elektroenergetyczny Europy Zachodniej,

W - uzwojenie wzbudzenia,

T - turbina.

Dodatkowe objaśnienia:

grubą czcionką (**bold**) oznaczono macierze i wektory,

kropką w superskrypcie (^{*}) oznaczono wielkości i parametry wirnika generatora synchronicznego sprowadzone na stronę stojana oraz strony wtórnej transformatora sprowadzone na stronę pierwotną,

podkreśleniem oznaczono zespolone wskaźy (fazory, kompleksory) prądów, napięć, strumieni skojarzonych i ładunków na płaszczyźnie D, Q lub na płaszczyźnie d, q,

sygnały sterujące dochodzące do węzła sumacyjnego nie zaznaczone znakiem - są uwzględniane ze znakiem dodatnim.

Przyjęte oznaczenia:

A - macierz stanu zlinearyzowanego modelu systemu elektroenergetycznego,

A_{zL} - macierz stanu występująca w zlinearyzowanym równaniu stanu zespołu wytwórczego,

- B - macierz wymuszeń zlinearyzowanego modelu systemu elektroenergetycznego,
 $B_{ZML}, B_{ZZL}, B_{ZOL}$ - macierze wymuszeń występujące w zlinearyzowanym równaniu stanu zespołu wytwórczego,
 C - macierz wyjściowa zlinearyzowanego modelu systemu elektroenergetycznego,
 $C_{ZL}, Y_{ML}, C_{ZML}, D_{ZML}, C_{ZPL}, D_{ZPL}, C_{ZOL}$ - macierze występujące w równaniach na wielkości wyjściowe zlinearyzowanego modelu zespołu wytwórczego,
 d, q - układ odniesienia o współrzędnych prostokątnych wirujący z elektryczną prędkością kątową wirnika generatora synchronicznego,
 D, Q - układ odniesienia o współrzędnych prostokątnych wirujący ze znamionową prędkością kątową ω_N ,
 $dP_{\max}, dP_{\min}, P_{\max}, P_{\min}$ - ograniczniki występujące w schematach strukturalnych turbin,
 $E'_d, E'_q, E''_d, E''_q, E''_{d'}, E''_{q'}$ - napięcia wewnętrzne twornika zależne liniowo od strumieni skojarzonych obwodów wirnika,
 I_d, I_q - prądy stojana generatora synchronicznego w osiach d i q ,
 I_f - prąd wzbudzenia przy znamionowym biegu jałowym generatora synchronicznego,
 $I_m = [I_d, I_q]^T$,
 $I_M = [I_D, I_Q]^T$,
 I_{WM} - wektor prądów generatorów synchronicznych wszystkich zespołów wytwórczych,
 $J(K)$ - uogólniony wskaźnik jakości przebiegów regulacyjnych zakłóceń krytycznych w systemie elektroenergetycznym,
 $k_{R1}, k_{R2}, k_{R3}, k_{R4}, k_{R5}$ - współczynniki wzmocnienia występujące w schematach strukturalnych układów wzbudzenia,
 k_S - współczynnik wzmocnienia stabilizatora systemowego,
 k_{Sm}, k_{SP} - współczynniki (o wartości 1 lub 0) pomocne do określenia wielkości wejściowej stabilizatora systemowego,
 $k_{t1}, k_{t4}, k_{tB}, k_{tC}$ - współczynniki wzmocnienia występujące w schematach strukturalnych turbin,
 k_{wyr} - współczynnik korekcyjny,
 K, D - współczynniki momentu synchronizującego i tłumiącego,
 K - wektor współczynników wzmocnienia stabilizatorów systemowych,

- $L^*_{sd}, L^*_{\sigma}, L^*_{\sigma'}, L^*_{\sigma D1}, L^*_{\sigma q}, L^*_{\sigma D}, L^*_{\sigma Q1}, L^*_{\sigma Q2}$ - indukcyjności występujące w schemacie zastępczym generatora synchronicznego,
 $L_{\sigma1}, L^*_{\sigma2}, L_{\mu}$ - indukcyjności rozproszeń uzwojeń strony pierwotnej i wtórnej oraz indukcyjność magnesująca transformatora,
 m - wymiar macierzy stanu,
 M_e - moment elektromagnetyczny generatora synchronicznego,
 M_m - moment mechaniczny turbiny,
 M_{po} - składowa momentu mechanicznego sterowana przez moc zadaną turbiny,
 n - liczba węzłów sieci elektroenergetycznej,
 N - ilość zespołów wytwórczych w układzie,
 p - liczba par biegunów,
 P - moc czynna generatora synchronicznego,
 P_0 - moc zadana turbiny,
 P_d - moc przenoszona parą wodną lub przez przepływ wody na dolicie turbiny,
 P_m - moc mechaniczna turbiny,
 p_{ih} - czynnik udziału zmiennej stanu prędkości obrotowej i -tego zespołu wytwórczego w h -tej składowej modalnej,
 Q - moc bierna generatora synchronicznego,
 $R, R^*_r, R^*_{D1}, R^*_{Q1}, R^*_{Q2}$ - rezystancje występujące w schemacie zastępczym generatora synchronicznego,
 R_1, R^*_2 - rezystancje uzwojeń strony pierwotnej i wtórnej transformatora,
 S - liczba analizowanych stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego,
 S_E - nieliniowa funkcja nasycenia prądnicy prądu stałego lub prądnicy synchronicznej w układach wzbudzenia,
 S_N - znamionowa moc pozorna generatora synchronicznego,
 S_{Nr} - znamionowa moc pozorna transformatora,
 t - czas,
 T'_{d0}, T'_{q0} - przejściowe stałe czasowe przy otwartym obwodzie stojana generatora synchronicznego,
 T''_{d0}, T''_{q0} - podprzejściowe stałe czasowe przy otwartym obwodzie stojana generatora synchronicznego,

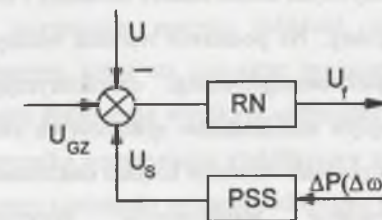
- T_m - elektromechaniczna stała czasowa generatora synchronicznego,
- $T_{R1}, T_{R2}, T_{R3}, T_{R4}, T_{R5}$ - stałe czasowe występujące w schematach strukturalnych układów wzbudzenia,
- T_S - stała czasowa członu różniczkującego stabilizatora systemowego,
- $T_{S1}, T_{S2}, T_{S3}, T_{S4}, T_{S5}, T_{S6}$ - stałe czasowe członów korekcyjnych stabilizatora systemowego,
- $T_{t1}, T_{t2}, T_{t3}, T_{t4}, T_{tB}, T_{tC}$ - stałe czasowe występujące w schematach strukturalnych turbin i ich układach regulacji,
- T_w - stała czasowa charakteryzująca bezwładność masy wody,
- typ_st - typ stabilizatora systemowego (1 - sygnał wejściowy proporcjonalny do odchyłki prędkości kątowej, 2 - sygnał wejściowy proporcjonalny do odchyłki mocy czynnej generatora synchronicznego),
- t - macierz transformacji wielkości z układu współrzędnych (D, Q) do (d, q),
- U - napięcie stojana generatora synchronicznego,
- U_d, U_q - napięcia stojana generatora synchronicznego w osiach d i q,
- U_{GZ} - napięcie zadane regulatora napięcia,
- $U_z = U_{GZ} - U$,
- U_f - napięcie wzbudzenia generatora synchronicznego,
- U_{ff} - napięcie wzbudzenia przy znamionowym biegu jałowym generatora synchronicznego,
- U_N - napięcie znamionowe generatora synchronicznego,
- U_R - napięcie wyjściowe regulatora napięcia,
- $U_{R_{max}}, U_{R_{min}}, U_{f_{max}}$ - ograniczniki występujące w schematach strukturalnych układów wzbudzenia,
- U_S - napięcie wyjściowe stabilizatora systemowego,
- $U_{S_{max}}, U_{S_{min}}$ - ograniczniki napięcia wyjściowego stabilizatora systemowego,
- $U_{D1}, U_{Q1}, I_{D1}, I_{Q1}, \Psi_{D1}, \Psi_{Q1}, U_{D2}^*, U_{Q2}^*, I_{D2}^*, I_{Q2}^*, \Psi_{D2}^*, \Psi_{Q2}^*$ - napięcia, prądy i strumienie skojarzone po stronie pierwotnej (1) oraz po stronie wtórnej (2) transformatora lub na początku (1) i końcu linii przesyłowej (2) (w przypadku linii przesyłowej wielkości na końcu linii nie są sprowadzone),

- U_o, P_o, Q_o - napięcie, moc czynna i moc bierna węzła odbiorczego,
- $U_m = [U_d, U_q]^T$,
- $U_M = [U_D, U_Q]^T$,
- U_{WM} - wektor napięć generatorów synchronicznych wszystkich zespołów wytwórczych,
- $W_{(SI)}$ - wielkość wyrażona w układzie jednostek SI,
- \bar{W} - wielkość względna regulacyjna,
- $W_{odn(x)}$ - wielkość odniesienia regulacyjna,
- $W_{odn(s)}$ - wielkość odniesienia sieciowa,
- W - wielkość względna sieciowa,
- V, W - macierze modalne, których kolumnami są odpowiednio prawostronne i lewostronne wektory własne macierzy stanu,
- V_h, W_h - prawostronny i lewostronny wektor własny macierzy stanu,
- Y - admitancyjna macierz węzłowa układu,
- Y_s - zredukowana admitancyjna macierz węzłowa układu,
- Y_{sr} - zredukowana admitancyjna macierz węzłowa o współczynnikach rzeczywistych,
- X_d, X_q - reaktancje synchroniczne generatora synchronicznego,
- X'_d, X'_q - reaktancje przejściowe generatora synchronicznego,
- X''_d, X''_q - reaktancje podprzejściowe generatora synchronicznego,
- $X_M, \bar{X}_R, \bar{X}_S, \bar{X}_T, X_Z, X_W$ - wektor zmiennych stanu generatora synchronicznego, układu wzbudzenia, stabilizatora systemowego, turbiny i jej układu regulacji, zespołu wytwórczego, wszystkich zespołów wytwórczych,
- δ - kąt obciążenia (kąt mocy) generatora synchronicznego,
- δ_S - kąt położenia układu współrzędnych (D, Q),
- δ_{S0} - początkowy kąt położenia układu współrzędnych (D, Q),
- $\delta_{GS} = \delta - \delta_S$,
- Δ - odchyłka od stanu ustalonego zmiennej stanu, wielkości wejściowej lub wielkości wyjściowej,
- $\Delta P_{Cu\%}$ - procentowe straty obciążeniowe transformatora,
- $\Delta u_{z\%}$ - procentowe napięcie zwarcia transformatora,

- ΔU - wektor wymuszeń zlinearyzowanego modelu systemu elektroenergetycznego,
- ΔX - wektor stanu zlinearyzowanego modelu systemu elektroenergetycznego,
- ΔY - wektor wielkości wyjściowych zlinearyzowanego modelu systemu elektroenergetycznego,
- ξ_h - względny współczynnik tłumienia elektromechanicznej wartości własnej macierzy stanu układu,
- $\lambda_h = \alpha_h \pm j\nu_h$ - elektromechaniczna wartość własna macierzy stanu układu,
- $\lambda_{hz} = \alpha_{hz} \pm j\nu_{hz}$ - elektromechaniczna wartość własna macierzy stanu układu ze stabilizatorami systemowymi,
- A - macierz diagonalna, w której na przekątnej głównej umieszczone są wartości własne macierzy stanu,
- η_h - logarytmiczny dekrement tłumienia związany z elektromechaniczną wartością własną macierzy stanu,
- Ψ_d, Ψ_q - strumienie skojarzone stojana generatora synchronicznego w osiach d i q,
- $\Psi_f, \Psi_{D1}, \Psi_{Q1}, \Psi_{Q2}$ - strumienie skojarzone poszczególnych obwodów wirnika schematu zastępczego generatora synchronicznego,
- $\mathcal{G} = |\mathcal{G}| e^{j\alpha}$ - zespolona przekładnia transformatora,
- ω - elektryczna prędkość kątowna wirnika generatora synchronicznego,
- ω_N - znamionowa prędkość kątowna generatora synchronicznego.

1. WPROWADZENIE - PRZEDSTAWIENIE PROBLEMU ANALIZY

Zakłócenia występujące podczas eksploatacji wielomaszynowego systemu elektroenergetycznego powodują pojawianie się wolnozmiennych oscylacyjnych zmian prędkości wirowania generatorów synchronicznych, czyli kołysań elektromechanicznych. Ich cechą charakterystyczną jest stosunkowo mała pulsacja kołysań i stosunkowo mały dekrement tłumienia scharakteryzowane nazwą wolnozmiennych kołysań. Kołysania te ograniczają możliwość przesyłu energii elektrycznej i w niekorzystnych przypadkach mogą powodować utratę stabilności systemu. W celu wy tłumienia kołysań elektromechanicznych stosuje się w wybranych zespołach wytwórczych systemu elektroenergetycznego stabilizatory systemowe [5, 8, 9, 10]. (Stabilizator systemowy jest często oznaczany skrótem PSS. Skrót ten pochodzi z języka angielskiego od nazwy: power system stabilizer). Stabilizatory systemowe wchodzące w skład układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych (rys. 1.1) oddziałują tłumiąco na kołysania elektromechaniczne poprzez odpowiednie sterowanie napięcia wzbudzenia i pośrednio momentu elektromagnetycznego generatorów synchronicznych.



Rys. 1.1. Schemat ideowy włączenia stabilizatora systemowego (PSS) do układu regulacji napięcia (RN), U , U_f - napięcie twornika i napięcie wzbudzenia generatora synchronicznego, U_{GZ} - napięcie zadane regulatora napięcia, U_S - napięcie wyjściowe stabilizatora systemowego, ΔP , $\Delta \omega$ - odchyłki mocy czynnej i elektrycznej prędkości kątownej

Fig. 1.1. The signal flow diagram of connecting a power system stabilizer (PSS) to the voltage regulator (RN), U , U_f - armature voltage and excitation voltage of the synchronous generator, U_{GZ} - reference voltage of the voltage regulator, U_S - output voltage of the PSS, ΔP , $\Delta \omega$ - active power and angular speed deviations

W rozbudowanych systemach elektroenergetycznych zwiększa się możliwość pojawiania się słabo tłumionych kołysań elektromechanicznych. Jest to konsekwencją zwiększenia:

- liczby generatorów synchronicznych o dużych mocach znamionowych charakteryzujących się dużą względną reaktancją synchroniczną,
- ilości statycznych źródeł wzbudzenia sterowanych za pośrednictwem szybkich regulatorów napięcia o dużym wzmocnieniu,
- liczby linii przesyłowych wysokich napięć o znacznych długościach.

Pojawiają się ponadto międzyobszarowe kołysania elektromechaniczne między obszarami rozbudowanego systemu o dużym skupieniu mocy wytwórczej o częstotliwościach $(0,2 \div 0,8 \text{ Hz})$ występujące obok lokalnych kołysań o częstotliwościach z przedziału $(0,8 \div 2,0 \text{ Hz})$.

Skuteczność działania stabilizatorów systemowych zależy od miejsca ich zainstalowania w systemie elektroenergetycznym oraz od nastawień ich parametrów.

Zachowanie systemu elektroenergetycznego podczas zakłóceń opisuje nieliniowy układ równań różniczkowych stanu.

Badania prowadzące do określenia korzystnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym przeprowadza się dla małych zakłóceń, takich jak np. kilkuprocentowe zmiany wartości napięcia zadanego regulatora napięcia, momentu mechanicznego lub mocy zadanej turbiny, dla których można posłużyć się przybliżeniem wynikającym z linearyzacji równań stanu wokół ustalonego punktu pracy. Linearyzacja umożliwia wykorzystanie efektywnych metod analizy modalnej i metod teorii wrażliwości w rozbudowanych układach regulacji. Na podstawie wartości własnych i wektorów własnych macierzy stanu systemu elektroenergetycznego charakteryzujących jego właściwości dynamiczne można ocenić wpływ stabilizatorów systemowych zainstalowanych w różnych zespołach wytwórczych na zwiększenie tłumienia kołysań elektromechanicznych.

Optymalne umiejscowienie stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym ma na celu uzyskanie możliwie silnego tłumienia kołysań elektromechanicznych przy ograniczeniu liczby stabilizatorów systemowych i tym samym kosztów modernizacji układów regulacji wzbudzenia generatorów synchronicznych.

Tradycyjne badania prowadzące do określenia parametrów stabilizatorów systemowych przeprowadza się dla konkretnego stanu obciążenia systemu zakładając występowanie tylko małych zakłóceń.

Z punktu widzenia zagrożenia utraty stabilności układu najbardziej istotne są duże zakłócenia, takie jak zwarcia i wyłączenia linii przesyłowych. Dla takich zakłóceń

stabilizatory systemowe powinny wpływać korzystnie na zdolność układu do tłumienia kołysań elektromechanicznych. Trzeba przy tym uwzględnić, że równania stanu są nieliniowe przy dużych zakłóceniach.

Pośród parametrów stabilizatorów systemowych wyznaczonych w analizie systemu elektroenergetycznego przy małych zakłóceniach ich współczynniki wzmocnienia są wartościami najbardziej wpływającymi na tłumienie kołysań elektromechanicznych i jednocześnie obliczonymi najmniej precyzyjnie [51, 52, 54, 55, 57]. W związku z tym można założyć, że przy analizie układu dla małych zakłóceń tylko stałe czasowe występujące w transmitancji stabilizatorów systemowych zostają wyznaczone poprawnie. Istnieje natomiast potrzeba optymalizacji ich współczynników wzmocnienia określanych poprzez minimalizację odchyłek wybranych zmiennych stanu i wielkości z nich wynikających od ich wartości ustalonych, które występują przy dużych zakłóceniach w różnych warunkach obciążenia systemu elektroenergetycznego.

W świetle powyższych uwag sformułowano tezę i cel pracy.

Teza pracy:

1. Przy zastosowaniu analizy modalnej i teorii wrażliwości można określić optymalne umiejscowienie stabilizatorów systemowych w rozbudowanym systemie elektroenergetycznym opisanym równaniami stanu zlinearyzowanymi wokół ustalonego punktu pracy.
2. W momencie elektromagnetycznym generatora synchronicznego można wyodrębnić w warunkach małych zakłóceń składową sterowaną przez stabilizator systemowy, która ma charakter momentu tłumiącego. Z analizy tej składowej momentu tłumiącego wynikają optymalne stałe czasowe oraz wstępne wartości współczynnika wzmocnienia stabilizatora systemowego. Uwzględnia się przy tym różne stany obciążenia systemu elektroenergetycznego.
3. Ostateczną optymalizację współczynników wzmocnienia stabilizatorów systemowych można przeprowadzić poprzez minimalizację odchyłek mocy czynnych, prędkości kątowych i napięć węzłowych przy dużych zakłóceniach w różnych stanach obciążenia systemu elektroenergetycznego.

Cel pracy:

1. Przedstawienie modelu matematycznego systemu elektroenergetycznego.
2. Przedstawienie modelu matematycznego zlinearyzowanego wokół ustalonego statycznego punktu pracy systemu elektroenergetycznego.

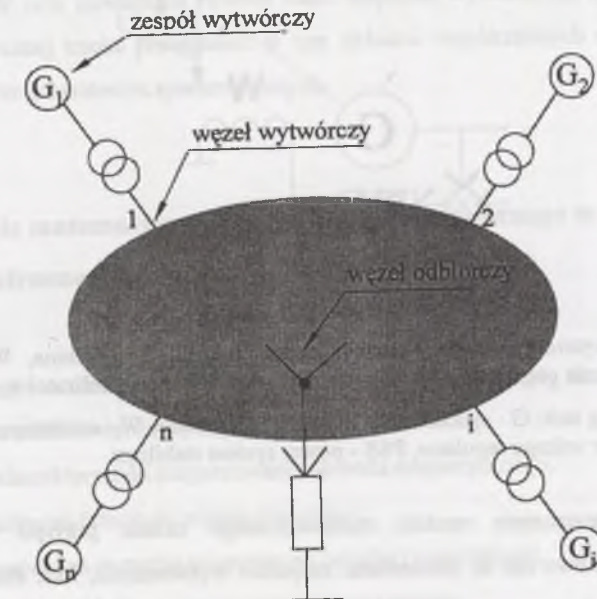
3. Przedstawienie metod dotyczących wyznaczania optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych w rozbudowanym systemie elektroenergetycznym oraz wybór najbardziej efektywnej metody obliczeń.
4. Opracowanie iteracyjnej metody wyznaczania elektromechanicznych wartości własnych i odpowiadających im prawo- i lewostronnych wektorów własnych macierzy stanu systemu o dużym wymiarze.
5. Opracowanie metody wyznaczania optymalnych wartości stałych czasowych stabilizatorów systemowych przy uwzględnieniu różnych stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego w warunkach małych zakłóceń.
6. Opracowanie metody wyznaczania optymalnych wartości współczynników wzmocnienia stabilizatorów systemowych przy uwzględnieniu dużych zakłóceń w różnych stanach obciążenia systemu elektroenergetycznego.
7. Przeprowadzenie obliczeń optymalizacyjnych dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego współpracującego z systemem elektroenergetycznym Europy Zachodniej UCPTÉ.

2. OPIS MATEMATYCZNY SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

2.1. Elementy systemu elektroenergetycznego

W badaniach wolnozmiennych kotłosań elektromechanicznych w systemie elektroenergetycznym, których celem jest wyznaczenie optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych i wyznaczenie ich parametrów, uwzględnia się następujące elementy systemu:

1. Węzły wytwórcze połączone z zespołami wytwórczymi za pośrednictwem transformatorów blokowych (rys. 2.1).



Rys. 2.1. Wielomaszynowy system elektroenergetyczny
Fig. 2.1. Multimachine power system

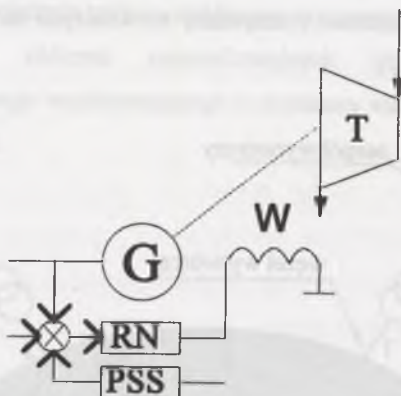
W skład zespołu wytwórczego wchodzi generator synchroniczny i napędzająca go turbina bądź grupa generatorów pracujących równolegle odwzorowana przez zastępczy zespół

generator-turbina (rys. 2.2). Generator synchroniczny jest wyposażony w układ regulacji wzbudzenia, w skład którego wchodzi regulator napięcia i ewentualnie stabilizator systemowy jako wyposażenie regulatora napięcia.

2. Węzły odbiorcze z zastępczymi odbiorami mocy.

Odbiór mocy jest w sposób przybliżony reprezentowany w większości przypadków przez admitancję, której wartość określona jest przez napięcie, oraz moc czynną i bierną odbieraną w węzle odbiorczym. W szczególnym przypadku dużych odbiorów mocy w postaci zastępczych silników synchronicznych, które można uwzględniać podobnie jak synchroniczne zespoły wytwórcze przy pracy silnikowej, oraz silników asynchronicznych.

3. Linie przesyłowe i transformatory sieciowe stanowiące sieć elektroenergetyczną, które łączą ze sobą węzły wytwórcze i odbiorcze.



Rys. 2.2. Zespół wytwórczy: G - generator synchroniczny, T - turbina, W - uzwojenie wzbudzenia generatora, RN - regulator napięcia, PSS - stabilizator systemowy

Fig. 2.2. Generating unit: G - synchronous generator, T - turbine, W - excitation winding, RN - generator voltage regulator, PSS - power system stabilizer

W celu uproszczenia modelu matematycznego układu przyjęto umownie, że transformatory blokowe nie są elementami zespołów wytwórczych, lecz elementami sieci elektroenergetycznej.

2.2. Założenia przyjęte przy formułowaniu modelu matematycznego systemu

W celu wyprowadzenia modelu matematycznego systemu elektroenergetycznego w pierwszej kolejności określono równania stanu generatora synchronicznego, następnie równania stanu układu wzbudzenia i regulatora napięcia, stabilizatora systemowego oraz turbiny wraz z jej układem regulacji. Łącząc ze sobą równania stanu elementów składowych zespołu wytwórczego uzyskano jego opis matematyczny. Wreszcie poprzez powiązanie równań stanu wszystkich zespołów wytwórczych z równaniami prądowo-napięciowymi sieci elektroenergetycznej uzyskano model matematyczny całego układu.

Podstawowe równania zależności elektromagnetycznych dla sieci elektroenergetycznej można najwygodniej zapisać we wspólnym układzie odniesienia o współrzędnych prostokątnych D, Q wirującym ze stałą prędkością kątową ω_N , którą przyjęto jako prędkość znamionową. W celu powiązania równań stanu zespołów wytwórczych z równaniami sieci elektroenergetycznej trzeba przedstawić w tym układzie współrzędnych również napięcia i prądy tworników generatorów synchronicznych.

2.3. Opis matematyczny generatora synchronicznego w systemie elektroenergetycznym

Dla modelu matematycznego generatora synchronicznego w systemie elektroenergetycznym zakłada się, że występuje [7, 62, 77]:

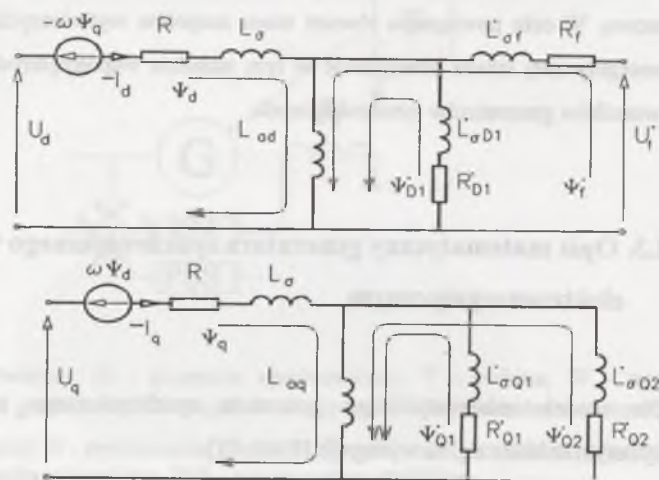
- liniowość charakterystyki magnesowania obwodu magnetycznego,
- symetria uzwojeń fazowych stojana (twornika),
- typowa dwuosiowa symetria magnetyczna wimika (magneśnicy),
- sinusoidalność rozkładu przestrzennego uzwojeń stojana,
- działanie tłumiące bloku litego i klatki tłumiącej uwzględniane poprzez wyodrębnienie zastępczych obwodów tłumiących o stałych skupionych w wirniku w osi wzdłużnej d i poprzecznej q maszyny.

Założono ponadto tylko symetryczne stany nieustalone generatora synchronicznego, takie jak np.: symetryczne trójfazowe zwarcia, symetryczne zmiany obciążenia, skokowe zmiany napięcia wzbudzenia lub momentu mechanicznego

Równania stanu generatora zapisano w prostokątnym układzie współrzędnych d, q wirującym z prędkością kątową elektryczną wirnika, a więc nieruchomym względem wirnika [49, 58, 59, 62]. (Przy analizie symetrycznych stanów nieustalonych nie występują składowe zerowe elektromagnetycznych zmiennych stanu.)

Do analizy przyjęto dwa modele obwodowe generatora synchronicznego:

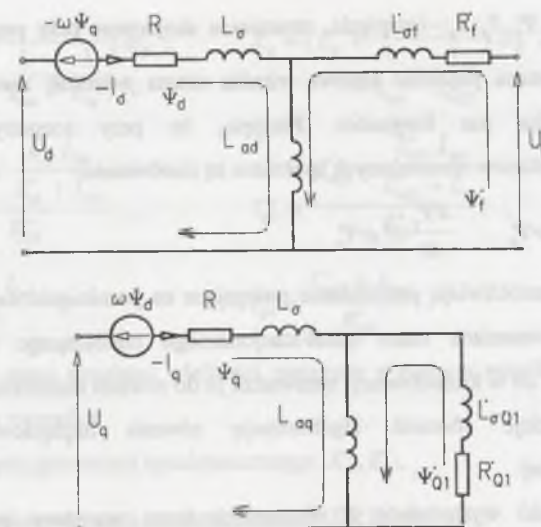
- model obwodowy VI rzędu, któremu odpowiadają cztery zastępcze obwody elektryczne w wirniku po dwa w osiach podłużnej d (obwód wzbudzenia i jeden obwód tłumiący) i poprzecznej q (dwa obwody tłumiące) - rys 2.3,
- model obwodowy IV rzędu, któremu odpowiadają dwa zastępcze obwody w wirniku po jednym w osiach d (obwód wzbudzenia) i q (obwód tłumiący) - rys 2.4.



Rys. 2.3. Schemat zastępczy generatora synchronicznego w osiach d i q - model VI rzędu, (symbole wielkości w spisie oznaczeń)

Fig. 2.3. Equivalent circuit of the synchronous generator in the axes d and q of VI model order

Przez rząd modelu rozumie się tu liczbę obwodów elektrycznych w schemacie zastępczym maszyny, czyli liczbę o 2 większą od liczby uwzględnianych obwodów wirnika. Liczba ta odpowiada jednocześnie wymiarowi macierzy stanu generatora synchronicznego. Kropką w superskrypcie wyrażono wielkości elektromagnetyczne i parametry uzwojenia wirnika sprowadzone na stronę uzwojenia stojana [62].



Rys. 2.4. Schemat zastępczy generatora synchronicznego w osiach d i q - model IV rzędu, (symbole wielkości w spisie oznaczeń)

Fig. 2.4. Equivalent circuit of the synchronous generator in the axes d and q of IV model order

W schemacie zastępczym generatora synchronicznego z rys. 2.3 uwzględniono tylko indywidualne indukcyjności rozprożeń obwodów wirnika, natomiast nie uwzględniono sprzężenia obwodu wzbudzenia z obwodem tłumiącym w osi d poprzez wspólny strumień rozprożenia reprezentowany przez indukcyjność $L_{\sigma D}^*$, który jest typowy dla hydrogeneratorów, a w mniejszym stopniu turbogeneratorów. Założono zatem z góry, że $L_{\sigma D}^* = 0$. Poprzez mocowo inwariantną redukcję parametrów obwodów wirnika w schemacie zastępczym maszyny można doprowadzić do schematu zastępczego, w którym każdy obwód magnetyczny ma jedną indywidualną indukcyjność rozprożenia [62]. W tym przypadku w schemacie zastępczym ujawniłaby się jednak inna zastępcza indukcyjność rozprożenia obwodu stojana w osi d i q $L_{\sigma d}^*$ i $L_{\sigma q}^*$.

Z rys. 2.3 i 2.4 wynikają równania określające napięcia twornika w osiach d i q

$$\begin{aligned} U_d &= \frac{d\Psi_d}{dt} - \omega\Psi_q - RI_d, \\ U_q &= \frac{d\Psi_q}{dt} + \omega\Psi_d - RI_q, \end{aligned} \quad (2.1)$$

gdzie $U_d, U_q, \Psi_d, \Psi_q, I_d, I_q$ - napięcia, strumienie skojarzone oraz prądy stojana w osiach d i q, ω - elektryczna prędkość kątowna wirnika równa p -krotnej mechanicznej prędkości kątowej, p - liczba par biegunów. Przyjęto, że przy rozpatrywaniu stosunkowo wolnozmiennych stanów nieustalonych spełnione są nierówności:

$$\frac{d\Psi_d}{dt} \ll \omega\Psi_q, \quad \frac{d\Psi_q}{dt} \ll \omega\Psi_d, \quad (2.2)$$

które w granicy umożliwiają przybliżenie polegające na pominięciu napięć transformacji w przybliżonych równaniach stanu quasi-stacjonarnego odnoszącego się do zastępczych obwodów stojana, co w konsekwencji sprowadza je do równań algebraicznych [6]. Powyższe założenie powoduje również algebraizację równań napięciowo-prądowych sieci elektroenergetycznej.

Współczynniki występujące w równaniach stanu wyrażono poprzez standardowe parametry elektromagnetyczne generatorów synchronicznych dla znamionowej pulsacji ω_N równej znamionowej elektrycznej prędkości obrotowej:

- reaktancje synchroniczne X_d, X_q ,
- reaktancje przejściowe X'_d, X'_q ,
- reaktancje podprzejściowe X''_d, X''_q ,
- stałe czasowe przy otwartym obwodzie stojana: przejściowe T'_{d0}, T'_{q0} i podprzejściowe T''_{d0}, T''_{q0} .

W modelach IV rzędu nie występują parametry podprzejściowe oznaczone znakiem bis.

Wyżej wymienione standardowe parametry zależą od indukcyjności i rezystancji występujących na schematach zastępczych generatora synchronicznego z rys. 2.3 i rys. 2.4. Obowiązują następujące relacje:

$$X_d = (L_{ad} + L_\sigma) \omega_N, \quad X_q = (L_{aq} + L_\sigma) \omega_N,$$

$$X'_d = \left(L_\sigma + \frac{1}{\frac{1}{L_{ad}} + \frac{1}{L'_{\sigma D1}} + \frac{1}{L'_{\sigma f}}} \right) \omega_N,$$

$$X'_q = \left(L_\sigma + \frac{1}{\frac{1}{L_{aq}} + \frac{1}{L'_{\sigma Q1}} + \frac{1}{L'_{\sigma Q2}}} \right) \omega_N,$$

$$\begin{aligned} X'_d &\approx \left(L_\sigma + \frac{1}{\frac{1}{L_{ad}} + \frac{1}{L'_{\sigma f}}} \right) \omega_N, & X'_q &\approx \left(L_\sigma + \frac{1}{\frac{1}{L_{aq}} + \frac{1}{L'_{\sigma Q1}}} \right) \omega_N, \\ T''_{d0} &\approx \frac{L'_{\sigma D1} + \frac{L'_{\sigma f} L_{ad}}{L'_{\sigma f} + L_{ad}}}{R_{D1}^*}, & T''_{q0} &\approx \frac{L'_{\sigma Q2} + \frac{L'_{\sigma Q1} L_{aq}}{L'_{\sigma Q1} + L_{aq}}}{R_{Q1}^*}, \\ T'_{d0} &\approx \frac{L'_{\sigma f} + L_{ad}}{R_f^*}, & T'_{q0} &\approx \frac{L'_{\sigma Q1} + L_{aq}}{R_{Q1}^*}. \end{aligned} \quad (2.3)$$

Jako zmienne stanu przyjęto: wielkości związane z ruchem wirnika generatora oraz napięcia wewnętrzne twornika:

- dla modelu IV rzędu generatora synchronicznego: E'_d, E'_q ,
- dla modelu VI rzędu generatora synchronicznego: $E''_d, E''_q, E''_{d*}, E''_{q*}$.

Napięcia te zależą liniowo od strumieni skojarzonych z obwodami wirnika odpowiednio w osi d i q [13, 14, 17, 35]:

$$\begin{aligned} -E'_d &= (X'_q - X_\sigma) \frac{\Psi_{Q1}^*}{L'_{\sigma Q1}}, \\ E'_q &= (X'_d - X_\sigma) \frac{\Psi_f^*}{L'_{\sigma f}}, \\ -E''_d &= (X''_q - X_\sigma) \left(\frac{\Psi_{Q1}^*}{L'_{\sigma Q1}} + \frac{\Psi_{Q2}^*}{L'_{\sigma Q2}} \right), \\ E''_q &= (X''_d - X_\sigma) \left(\frac{\Psi_f^*}{L'_{\sigma f}} + \frac{\Psi_{D1}^*}{L'_{\sigma D1}} \right), \\ -E''_{d*} &= (X''_q - X_\sigma) \frac{\Psi_{Q1}^*}{L'_{\sigma Q1}}, \\ E''_{q*} &= (X''_d - X_\sigma) \frac{\Psi_f^*}{L'_{\sigma f}}, \end{aligned} \quad (2.4)$$

gdzie $X_\sigma = \omega_N L_\sigma$. (Wielkości $E''_d, E''_q, E''_{d*}, E''_{q*}$ mają ścisłą interpretację fizyczną w maszynie synchronicznej [62], natomiast E''_{d*}, E''_{q*} są tylko formalnymi wielkościami proporcjonalnymi do odpowiednich strumieni).

Formułując model matematyczny systemu elektroenergetycznego wprowadzono w rozprawie dwa rodzaje jednostek względnych i tym samym dwa zestawy jednostek bazowych (jednostek odniesienia):

- jednostki względne regulacyjne,
- jednostki względne sieciowe.

Jednostki względne regulacyjne różnią się od tradycyjnych jednostek względnych generatorowych wielkościami odniesienia dla napięcia wzbudzenia i prądu wzbudzenia generatora synchronicznego. (We względnych jednostkach generatorowych przyjmuje się te same wielkości odniesienia dla wszystkich obwodów elektrycznych generatora synchronicznego sprowadzonych na stronę twornika [17]).

Równania stanu układu wzbudzenia i turbiny wraz z ich układami regulacji przedstawiono w rozprawie przy użyciu regulacyjnych jednostek względnych poszczególnych zespołów wytwórczych przyjmując za wielkości odniesienia:

- napięcie twornika $U_{odn(g)} = U_{Ni}$, gdzie U_{Ni} - napięcie znamionowe generatora synchronicznego i -tego zespołu wytwórczego,
- moc $S_{odn(g)} = S_{Ni}$, gdzie S_{Ni} - moc pozorna znamionowa generatora synchronicznego i -tego zespołu wytwórczego,
- prąd twornika $I_{odn(g)} = \frac{S_{Ni}}{U_{Ni}}$,
- napięcie wzbudzenia $U_{fodn(g)} = U_{fi}$, gdzie U_{fi} - napięcie wzbudzenia przy znamionowym biegu jałowym generatora synchronicznego i -tego zespołu wytwórczego,
- prąd wzbudzenia $I_{fodn(g)} = I_{fi}$, gdzie I_{fi} - prąd wzbudzenia przy znamionowym biegu jałowym generatora synchronicznego i -tego zespołu wytwórczego,
- prędkość kątową $\omega_{odn(g)} = \omega_N$.

Dla tych regulacyjnych zmiennych w czasie wielkości elektromagnetycznych wyrażonych w jednostkach względnych obowiązuje relacja

$$\bar{W} = \frac{W_{(SI)}}{W_{odn(g)}}, \quad (2.5)$$

gdzie \bar{W} - względna regulacyjna zmienna w czasie wielkość (napięcie twornika, prąd twornika, moc czynna lub bierna, napięcie wzbudzenia, prąd wzbudzenia), $W_{(SI)}$ - wielkość wyrażona w układzie jednostek SI, $W_{odn(g)}$ - wielkość odniesienia regulacyjna.

Sieciowe jednostki względne wprowadzono przy tworzeniu modelu matematycznego generatora synchronicznego i modelu matematycznego sieci elektroenergetycznej. Z sieciowymi wielkościami jest związany sieciowy układ odniesienia, w którym dla całego systemu elektroenergetycznego wprowadzono jedną (w zasadzie arbitralnie dobraną) moc

odniesienia $S_{odn(s)}$. W układzie tym (z wyjątkiem czasu t i kąta obciążenia /kąta mocy/ δ) wszystkie wielkości oraz parametry elektromagnetyczne zapisano w jednostkach względnych.

W równaniach opisujących model matematyczny sieci elektroenergetycznej przyjęto za wielkości odniesienia:

- napięcie węzłowe $U_{odn(s)} = U_{Nj}$, gdzie U_{Nj} - napięcie znamionowe j -tego węzła,
- moc $S_{odn(s)}$ - wspólną dla całego systemu elektroenergetycznego,
- prąd węzłowy $I_{odn(s)} = \frac{S_{odn(s)}}{U_{Nj}}$.

W równaniach stanu generatorów synchronicznych za wielkości odniesienia przyjęto:

- napięcie twornika $U_{odn(s)} = U_{odn(g)} = U_{Ni}$,
- moc $S_{odn(s)}$,
- prąd twornika $I_{odn(s)} = \frac{S_{odn(s)}}{U_{Ni}}$,
- napięcie wzbudzenia $U_{fodn(s)} = U_{fodn(g)} = U_{fi}$,
- prąd wzbudzenia $I_{fodn(s)} = I_{fi} \frac{S_{odn(s)}}{S_{Ni}}$,
- prędkość kątową $\omega_{odn(s)} = \omega_{odn(g)} = \omega_N$,
- impedancję odniesienia $Z_{odn(s)} = \frac{U_{Ni}^2}{S_{odn(s)}}$.

Obowiązuje relacja

$$W = \frac{W_{(SI)}}{W_{odn(s)}}, \quad (2.6)$$

gdzie W - wielkość względna sieciowa, $W_{odn(s)}$ - wielkość odniesienia sieciowa. Przyjęcie wyżej wymienionych sieciowych wielkości odniesienia pozwala ostatecznie na wygodne powiązanie ze sobą równań stanu różnych generatorów synchronicznych wielomaszynowego systemu elektroenergetycznego i równań prądowo-napięciowych sieci elektroenergetycznej.

Z uwagi na to, że równania stanu generatorów synchronicznych i sieci elektroenergetycznej zapisano przy użyciu innych wielkości względnych niż równania stanu układów regulacji napięcia i turbin, przy tworzeniu równań stanu całego systemu elektroenergetycznego wprowadza się odpowiednie współczynniki korekcyjne. W dalszym ciągu rozprawy wszystkie wielkości wyrażono w przedstawionych powyżej jednostkach względnych.

Równania związane z generatorem synchronicznym wyrażono za pomocą sieciowych jednostek względnych. Przyjęto $S_{\text{odn}(s)} = 100 \text{ MV}\cdot\text{A}$.

Otrzymuje się następujące równania stanu i równania wyjścia generatora synchronicznego:

- równanie algebraiczne dla uzwojenia stojana

$$U_m = K_m X_M - Z_m I_m, \quad (2.7)$$

- równania stanu dla obwodów elektrycznych wirnika i dla obrotowego ruchu mechanicznego

$$\frac{dX_M}{dt} = M_M X_M + N_m I_m + B_{MF} U_f,$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{T_m} (M_m - M_e),$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_N (\omega - 1), \quad (2.8)$$

- równania wyjścia

$$\begin{aligned} P &= U_d I_d + U_q I_q, & Q &= -U_d I_q + U_q I_d, \\ U &= \sqrt{U_d^2 + U_q^2}, & I_f &= C_f X_M + D_f I_m, \end{aligned} \quad (2.9)$$

gdzie $T_m = \left(\frac{\omega_N}{p}\right)^2 \frac{J}{S_{\text{odn}(s)}}$ - elektromechaniczna stała czasowa, J - moment bezwładności mas

wirujących, M_m - moment mechaniczny turbiny, M_e - moment elektromagnetyczny generatora,

U_f - napięcie wzbudzenia, I_f - prąd wzbudzenia, P, Q - moc czynna i bierna generatora,

U - napięcie na zaciskach stojana generatora;

dla modelu generatora VI rzędu obowiązują:

$$U_m = [U_d, U_q]^T, \quad I_m = [I_d, I_q]^T, \quad X_M = [E_d'', E_q'', E_d'', E_q'']^T,$$

$$K_m = \begin{bmatrix} 1000 \\ 0010 \end{bmatrix}, \quad Z_m = \begin{bmatrix} R & -X_q'' \\ X_d'' & R \end{bmatrix},$$

$$M_M = \begin{bmatrix} m_{11} & 0 & m_{13} & 0 \\ 0 & m_{22} & 0 & m_{24} \\ m_{31} & 0 & m_{34} & 0 \\ 0 & m_{42} & 0 & m_{43} \end{bmatrix}, \quad N_m = \begin{bmatrix} 0 & n_{12} \\ n_{21} & 0 \\ 0 & n_{32} \\ n_{41} & 0 \end{bmatrix}, \quad B_{MF} = \begin{bmatrix} 0 \\ b_{21} \\ 0 \\ b_{41} \end{bmatrix},$$

$$M_e = E_q'' I_q + E_d'' I_d - (X_d'' - X_q'') I_d I_q,$$

$$m_{11} = -\frac{1}{T_{q0}''} \left[1 - \frac{T_{q0}''}{T_{q0}'} \frac{(X_q'' - X_\sigma)(X_q - X_q')}{(X_q' - X_\sigma)(X_q' - X_\sigma)} \right],$$

$$m_{13} = \frac{1}{T_{q0}''} \left[\frac{(X_q' - X_\sigma)}{(X_q'' - X_\sigma)} - \frac{T_{q0}''}{T_{q0}'} \frac{(X_q - X_\sigma)}{(X_q' - X_\sigma)} \right],$$

$$m_{22} = -\frac{1}{T_{d0}''} \left[1 - \frac{T_{d0}''}{T_{d0}'} \frac{(X_d'' - X_\sigma)(X_d - X_d')}{(X_d' - X_\sigma)(X_d' - X_\sigma)} \right],$$

$$m_{24} = \frac{1}{T_{d0}''} \left[\frac{(X_d' - X_\sigma)}{(X_d'' - X_\sigma)} - \frac{T_{d0}''}{T_{d0}'} \frac{(X_d - X_\sigma)}{(X_d' - X_\sigma)} \right],$$

$$m_{31} = \frac{1}{T_{q0}''} \frac{(X_q'' - X_\sigma)(X_q - X_q')}{(X_q' - X_\sigma)(X_q' - X_\sigma)},$$

$$m_{33} = -\frac{1}{T_{q0}''} \frac{X_q - X_\sigma}{X_q' - X_\sigma},$$

$$m_{42} = \frac{1}{T_{d0}''} \frac{(X_d'' - X_\sigma)(X_d - X_d')}{(X_d' - X_\sigma)(X_d' - X_\sigma)},$$

$$m_{44} = -\frac{1}{T_{d0}''} \frac{X_d - X_\sigma}{X_d' - X_\sigma},$$

$$n_{12} = \frac{1}{T_{q0}''} \left[(X_q' - X_q'') + \frac{T_{q0}''}{T_{q0}'} (X_q - X_q') \frac{(X_q'' - X_\sigma)^2}{(X_q' - X_\sigma)^2} \right],$$

$$n_{21} = -\frac{1}{T_{d0}''} \left[(X_d' - X_d'') + \frac{T_{d0}''}{T_{d0}'} (X_d - X_d') \frac{(X_d'' - X_\sigma)^2}{(X_d' - X_\sigma)^2} \right],$$

$$n_{32} = \frac{1}{T_{q0}''} (X_q - X_q') \frac{(X_q'' - X_\sigma)^2}{(X_q' - X_\sigma)^2}, \quad n_{41} = -\frac{1}{T_{d0}''} (X_d - X_d') \frac{(X_d'' - X_\sigma)^2}{(X_d' - X_\sigma)^2},$$

$$b_{21} = b_{41} = \frac{1}{T_{d0}''} \frac{X_d'' - X_\sigma}{X_d' - X_\sigma}, \quad C_f = [0 \ c_2 \ 0 \ c_4], \quad D_f = [d_1 \ 0],$$

$$c_2 = -\frac{X_d - X_d'}{(X_d - X_\sigma)(X_d' - X_\sigma)}, \quad c_4 = \frac{1}{(X_d'' - X_\sigma)}, \quad d_1 = \frac{(X_d'' - X_d')(X_d - X_d')}{(X_d - X_\sigma)(X_d' - X_\sigma)};$$

a dla modelu generatora IV rzędu:

$$U_m = [U_d, U_q]^T, \quad I_m = [I_d, I_q]^T, \quad X_M = [E'_d, E'_q]^T, \quad K_m = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix},$$

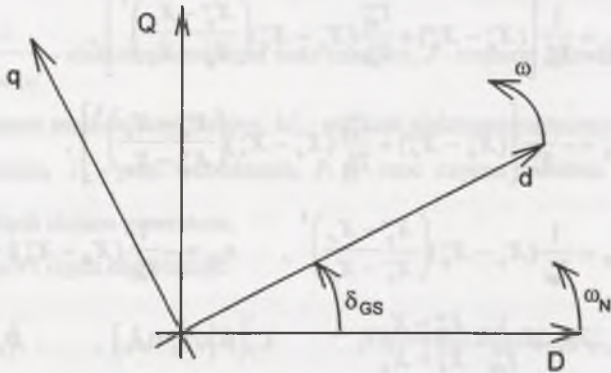
$$Z_m = \begin{bmatrix} R & -X'_q \\ X'_d & R \end{bmatrix}, \quad M_M = \begin{bmatrix} m_{11} & 0 \\ 0 & m_{22} \end{bmatrix}, \quad N_M = \begin{bmatrix} 0 & n_{12} \\ n_{21} & 0 \end{bmatrix}, \quad B_M = \begin{bmatrix} 0 \\ b_{21} \end{bmatrix},$$

$$M_e = E'_q I_q + E'_d I_d - (X'_d - X'_q) I_d I_q,$$

$$m_{11} = -\frac{1}{T'_{q0}}, \quad m_{22} = -\frac{1}{T'_{d0}}, \quad n_{12} = \frac{X_q - X'_q}{T'_{q0}}, \quad n_{21} = -\frac{X_d - X'_d}{T'_{d0}},$$

$$b_{21} = \frac{1}{T'_{d0}}, \quad C_f = [0 \ c_2], \quad D_f = [d_1 \ 0], \quad c_2 = \frac{1}{(X_d - X'_d)}, \quad d_1 = \frac{(X_d - X'_d)}{(X_d - X'_d)}.$$

Powiązania równań stanu generatorów synchronicznych systemu elektroenergetycznego i równań napięciowo-prądowych sieci elektroenergetycznej otrzymuje się poprzez transformowanie prądów i napięć uzwojenia stojana generatora do wspólnego układu współrzędnych odniesienia systemu elektroenergetycznego (D, Q) wirującego z elektryczną prędkością kątową ω_N , którą umownie zakłada się jako równą średniej elektrycznej prędkości kątowej wszystkich maszyn synchronicznych w warunkach stanu ustalonego (rys.2.5).



Rys. 2.5. Wzajemne położenie osi układu współrzędnych (D, Q) systemu elektroenergetycznego oraz osi d, q wirnika generatora synchronicznego pokrywających się z układem współrzędnych każdego indywidualnego generatora

Fig. 2.5. Relative position of the co-ordinate axes (D, Q) of the power system and the rotor axes d, q of the synchronous generator coinciding with the co-ordinate axes for each individual generator

Z rys. 2.5 wynikają następujące związki pomiędzy wielkościami w układzie współrzędnych (d, q) oraz (D, Q):

$$W_{(d,q)} = t_r W_{(D,Q)}, \quad W_{(D,Q)} = t_r^{-1} W_{(d,q)}, \quad (2.10)$$

gdzie macierz transformacji $t_r = \begin{bmatrix} \cos \delta_{GS} & \sin \delta_{GS} \\ -\sin \delta_{GS} & \cos \delta_{GS} \end{bmatrix}$, W - prądy i napięcia twornika w różnych układach współrzędnych, $\delta_{GS} = \delta - \delta_s = \delta - \delta_{s0} - \omega_N t$, δ_s - kąt położenia układu współrzędnych (D, Q) systemu elektroenergetycznego, δ_{s0} - początkowy kąt położenia układu współrzędnych (D, Q).

Po wstawieniu wzorów (2.10) do równania (2.7) otrzymuje się:

$$U_M = K_M X_M - Z_M I_M,$$

$$\frac{dX_M}{dt} = M_M X_M + N_M I_M + B_{MF} U_f, \quad (2.11)$$

$$\text{gdzie } U_M = [U_D, U_Q]^T, \quad I_M = [I_D, I_Q]^T,$$

$$K_M = t_r^{-1} K_m, \quad Z_M = t_r^{-1} Z_m t_r, \quad N_M = N_m t_r.$$

Przekształcając wzory (2.7)+(2.11) uzyskuje się ostateczną postać równań stanu i równań wyjścia:

$$\frac{dX_M}{dt} = A_M X_M + B_{MU} U_M + B_{MF} U_f,$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{T_m} (M_m - M_e),$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_N (\omega - 1), \quad (2.12)$$

$$I_M = C_{MI} X_M - Y_M U_M, \quad (2.13)$$

$$P = f_P(U_M, I_M) = U_D I_D + U_Q I_Q, \quad Q = f_Q(U_M, I_M) = -U_D I_Q + U_Q I_D,$$

$$U = f_U(U_M) = \sqrt{U_D^2 + U_Q^2}, \quad I_f = C_F X_M + D_{FU} U_M, \quad (2.14)$$

$$\text{gdzie } A_M = M_M + N_M C_{MI}, \quad C_{MI} = Y_M K_M, \quad Y_M = Z_M^{-1},$$

$$B_{MU} = -N_M Y_M, \quad C_F = C_f + D_f t_r C_{MI}, \quad D_{FU} = -D_f t_r Y_M.$$

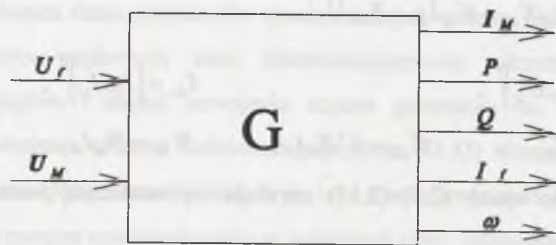
Moment elektromagnetyczny w przypadku modelu generatora VI rzędu

$$M_e = f_{Me}(X_M, I_M, \delta) = E_q''(-\sin \delta_{GS} I_D + \cos \delta_{GS} I_Q) + E_d''(\cos \delta_{GS} I_D + \sin \delta_{GS} I_Q) - (X_d'' - X_q'')(\cos \delta_{GS} I_D + \sin \delta_{GS} I_Q)(-\sin \delta_{GS} I_D + \cos \delta_{GS} I_Q), \quad (2.15a)$$

a w przypadku modelu generatora IV rzędu

$$M_e = f_{Me}(X_M, I_M, \delta) = E_q'(-\sin \delta_{GS} I_D + \cos \delta_{GS} I_Q) + E_d'(\cos \delta_{GS} I_D + \sin \delta_{GS} I_Q) - (X_d' - X_q')(\cos \delta_{GS} I_D + \sin \delta_{GS} I_Q)(-\sin \delta_{GS} I_D + \cos \delta_{GS} I_Q). \quad (2.15b)$$

Równaniom (2.12)-(2.14) można przyporządkować przedstawiony na rys 2.6 schemat blokowy zestawienia sygnałów wejścia-wyjścia generatora synchronicznego.



Rys. 2.6. Schemat blokowy zestawienia sygnałów wejścia-wyjścia dla generatora synchronicznego, U_f - napięcie wzbudzenia, U_M - napięcia twornika w osi D i Q, I_M - prądy twornika w osi D i Q, P, Q - moc czynna i moc bierna generatora, I_f - prąd wzbudzenia, ω - elektryczna prędkość kąтова generatora

Fig. 2.6. Block diagram of the input-output signal set for the synchronous generator, U_f - excitation voltage, U_M - armature voltages in D and Q axes, I_M - armature currents in D and Q axes, P, Q - active power and reactive power of the generator, I_f - excitation current, ω - generator angular speed

2.4. Modele matematyczne układów wzbudzenia z regulatorami napięcia

Rozpatrzono trzy zalecane przez Komitet IEEE podstawowe typy układów wzbudzenia wraz z regulatorami napięcia [32]:

- typ DC - wykorzystujący prądnice prądu stałego jako źródło zasilania uzwojenia wzbudzenia,

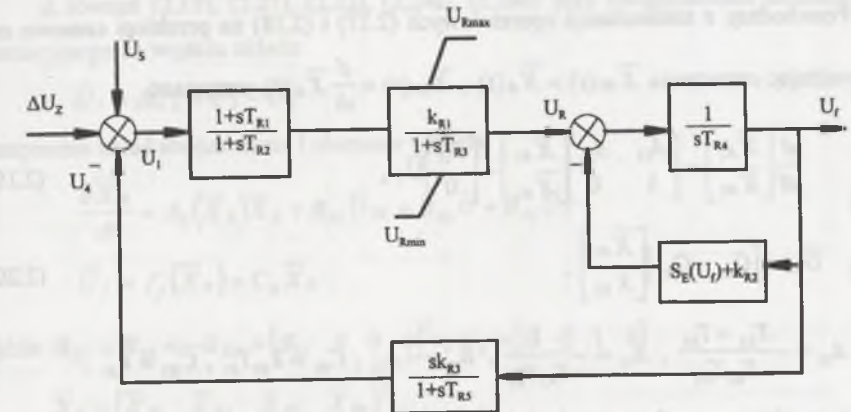
- typ AC - wykorzystujący prądnicę synchroniczną wraz z prostownikiem diodowym statycznym lub wirującym jako źródło zasilania uzwojenia wzbudzenia,

- typ ST - wykorzystujący przekształtnik tyrystorowy jako źródło zasilania uzwojenia wzbudzenia.

Przedstawiono przykładowo opis matematyczny działania układów wzbudzenia DC1, AC1 oraz ST2.

2.4.1. Układ wzbudzenia DC1

Układ wzbudzenia DC1 jest podstawowym przedstawicielem układu wzbudzenia, w którym zastosowano prądnice prądu stałego jako źródło zasilania uzwojenia wzbudzenia. Schemat strukturalny dla tego układu wraz z regulatorem napięcia przedstawiono na rys. 2.7.



Rys. 2.7. Schemat strukturalny układu wzbudzenia DC1 (wszystkie sygnały przedstawiają wielkości względne regulacyjne, symbole wielkości w spisie oznaczeń)

Fig. 2.7. The structural diagram of the exciter system DC1 (all the signals represent the regulating p.u. quantities)

Zasadniczym sygnałem wejściowym regulatora napięcia jest sygnał $\Delta \bar{U}_z = \bar{U}_{Gz} - \bar{U}$, gdzie \bar{U}_{Gz} - napięcie zadane, a \bar{U} - napięcie zaciskowe generatora synchronicznego. (Wielkości z kreską u góry odnoszą się do wartości względnych regulacyjnych). Dodatkowym sygnałem wejściowym jest napięcie wyjściowe ze stabilizatora systemowego \bar{U}_s .

W układzie występuje również dodatkowe napięcie stabilizujące \bar{U}_4 w sprzężeniu zwrotnym. Sygnał wyjściowy \bar{U}_R regulatora napięcia steruje uzwojenie wzbudzenia prądnicy prądu stałego obciążonej samowzbudnej. Funkcja nieliniowa uwzględnia wpływ nasycenia obwodu magnetycznego prądnicy $S_E(\bar{U}_f)$ i przedstawia zależność prądu wzbudzenia prądnicy od napięcia wyjściowego układu wzbudzenia \bar{U}_f . Tę charakterystykę przybliża się zwykle zależnością $S_E = A e^{B\bar{U}_f}$. Wartości A i B wynikają z podanych wartości maksymalnych $\bar{U}_{f \max}$ i $S_E(\bar{U}_{f \max})$ oraz z $S_E(0,75 \bar{U}_{f \max})$.

Otrzymano transmitancje operatorowe w torze głównym schematu blokowego układu wzbudzenia (operator różniczkowania oznaczono przez s)

$$\frac{\bar{U}_R(s)}{\bar{U}_1(s)} = \frac{k_{R1}(1+sT_{R1})}{(1+sT_{R2})(1+sT_{R3})}, \quad (2.16)$$

$$\bar{U}_R(s) = (k_{R1} + s k_{R1} T_{R1}) \bar{X}_R(s), \quad (2.17)$$

$$\bar{U}_1(s) = [1 + s(T_{R2} + T_{R3}) + s^2 T_{R2} T_{R3}] \bar{X}_R(s). \quad (2.18)$$

Przechodząc z transmitancji operatorowych (2.17) i (2.18) na przebiegi czasowe oraz wprowadzając oznaczenia $\bar{X}_{R2}(t) = \bar{X}_R(t)$, $\bar{X}_{R1}(t) = \frac{d}{dt} \bar{X}_R(t)$ otrzymano

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \bar{X}_{R1} \\ \bar{X}_{R2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{X}_{R1} \\ \bar{X}_{R2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B_{11} \\ 0 \end{bmatrix} \bar{U}_1, \quad (2.19)$$

$$\bar{U}_R = \begin{bmatrix} C_{R1} & C_{R2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{X}_{R1} \\ \bar{X}_{R2} \end{bmatrix}, \quad (2.20)$$

gdzie $A_{11} = -\frac{T_{R2} + T_{R3}}{T_{R2} T_{R3}}$, $A_{12} = -\frac{1}{T_{R2} T_{R3}}$, $B_{11} = -A_{12}$, $C_{R1} = k_{R1} T_{R1}$, $C_{R2} = k_{R1}$.

Napięcie wyjściowe regulatora napięcia jest ograniczone nierównością

$$\bar{U}_{R \min} \leq \bar{U}_R = C_{R1} \bar{X}_{R1} + C_{R2} \bar{X}_{R2} \leq \bar{U}_{R \max}. \quad (2.21)$$

Z analizy formowania napięcia wyjściowego wzbudnicy (rys. 2.7) wynikają zależności przedstawione w zapisie równań stanu:

$$\frac{d}{dt} \bar{X}_{R3} = \begin{bmatrix} A_{31} & A_{32} & A_{33}(\bar{X}_{R3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{X}_{R1} \\ \bar{X}_{R2} \\ \bar{X}_{R3} \end{bmatrix}, \quad (2.22)$$

gdzie $\bar{X}_{R3} = \bar{U}_f$, $A_{31} = C_{R1} \frac{1}{T_{R4}}$, $A_{32} = C_{R2} \frac{1}{T_{R4}}$, $A_{33}(\bar{X}_{R3}) = -\frac{1}{T_{R4}} [k_{R2} + S_E(\bar{X}_{R3})]$.

Układ sprzężenia zwrotnego regulatora napięcia jest opisany zależnością

$$\frac{\bar{U}_4(s)}{\bar{U}_f(s)} = \frac{sk_{R3}}{1+sT_{R5}}, \quad (2.23)$$

która po przekształceniach przyjmuje postać:

$$\frac{d \bar{X}_{R4}}{dt} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & A_{43} & A_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{X}_{R1} \\ \bar{X}_{R2} \\ \bar{X}_{R3} \\ \bar{X}_{R4} \end{bmatrix}, \quad (2.24a)$$

$$\bar{U}_4 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & C_{R3} & C_{R4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{X}_{R1} \\ \bar{X}_{R2} \\ \bar{X}_{R3} \\ \bar{X}_{R4} \end{bmatrix}, \quad (2.24b)$$

gdzie $A_{43} = \frac{1}{T_{R5}}$, $A_{44} = -A_{43}$, $C_{R3} = k_{R3} A_{43}$, $C_{R4} = k_{R3} A_{44}$.

Z równań (2.19), (2.21), (2.22), (2.24a), (2.24b) przy uwzględnieniu działania węzła sumacyjnego na wejściu układu

$$\bar{U}_1 = \Delta \bar{U}_z + \bar{U}_s - \bar{U}_4 \quad (2.25)$$

otrzymano układ równań stanu i równanie wyjścia

$$\frac{d \bar{X}_R}{dt} = A_R(\bar{X}_R) \bar{X}_R + B_{RZ} \bar{U}_{GZ} + B_{RG} \bar{U} + B_{RS} \bar{U}_s, \quad (2.26)$$

$$\bar{U}_f = f_f(\bar{X}_R) = C_R \bar{X}_R, \quad (2.27)$$

gdzie $B_{RZ} = B_{RS} = -B_{RG} = [B_{11} \ 0 \ 0 \ 0]^T$, $C_R = [0 \ 0 \ 1 \ 0]$,

$$\bar{X}_R = [\bar{X}_{R1} \ \bar{X}_{R2} \ \bar{X}_{R3} \ \bar{X}_{R4}]^T,$$

$$A_R(\bar{X}_R) = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} & A_{13} & A_{14} \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ A_{31} & A_{32} & A_{33}(\bar{X}_{R3}) & 0 \\ 0 & 0 & A_{43} & A_{44} \end{bmatrix}, \quad A_{13} = -C_{R3} B_{11}, \quad A_{14} = -C_{R4} B_{11},$$

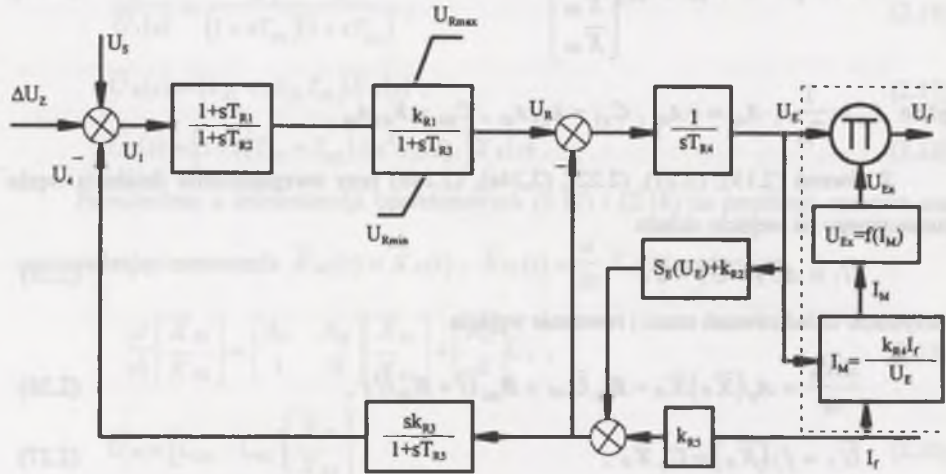
oraz nierówność opisującą działanie ogranicznika regulacji

$$\bar{U}_{R \min} \leq f_{ogR1}(\bar{X}_R) = E_R \bar{X}_R \leq \bar{U}_{R \max}, \quad (2.28)$$

gdzie $E_R = [C_{R1} \ C_{R2} \ 0 \ 0]$.

2.4.2. Układ wzbudzenia AC1

Układ wzbudzenia AC1 jest przedstawicielem elektromaszynowego układu wzbudzenia z prostownikiem diodowym prostującym prąd wyjściowy wzbudnicy synchronicznej. Działanie prostownika i jego wpływ na napięcie wzbudzenia jest opisane przez współczynnik k_{R4} (będący funkcją reaktancji komutacyjnej prostownika diodowego) oraz równania uwzględniające trzy zakresy pracy prostownika w zależności od zmiany prądu obciążenia (od stanu jałowego do stanu zwarcia). Oddziaływanie prądu wzbudzenia na funkcję przejścia napięcia wyjściowego wzbudnicy (\bar{U}_E) jest uwzględniane poprzez człon sprzężenia zwrotnego o współczynniku k_{R5} . Schemat strukturalny dla układu AC1 jest przedstawiony na rys. 2.8.



Rys. 2.8. Schemat strukturalny układu wzbudzenia AC1 (wszystkie sygnały przedstawiają wielkości względne regulacyjne, symbole wielkości w spisie oznaczeń, część schematu ograniczonego linią przerywaną odnosi się do wielkości czasowych)

Fig. 2.8. The structural scheme of the exciter system AC1 (all the signals represent the regulating p.u. quantities, the scheme part enclosed in broken line refers to quantities dependent on time)

Sygnały wejściowe $\Delta\bar{U}_z$, \bar{U}_s oraz nieliniowa funkcja $S_E(\bar{U}_E)$ są analogiczne do występujących w układzie DC1. Podobne są również człony w torze głównym regulatora i w sprzężeniu zwrotnym. Równania wiążące z sobą wielkości \bar{U}_1 , \bar{U}_R , \bar{X}_{R1} , \bar{X}_{R2} (2.19), (2.20) oraz nierówność (2.21) są takie jak w układzie DC1. Również zależności dla toru głównego są analogiczne do występujących w równaniach (2.22)÷(2.27):

$$\frac{d}{dt} \bar{X}_{R3} = \begin{bmatrix} A_{31} & A_{32} & A_{33}(\bar{X}_{R3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{X}_{R1} \\ \bar{X}_{R2} \\ \bar{X}_{R3} \end{bmatrix} + B_{32} \bar{I}_f, \quad (2.29)$$

gdzie $\bar{X}_{R3} = \bar{U}_E$, $B_{32} = -\frac{k_{R5}}{T_{R4}}$, a dla toru sprzężenia zwrotnego:

$$\frac{d\bar{X}_{R4}}{dt} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & A_{43}^p(\bar{X}_{R3}) & A_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{X}_{R1} \\ \bar{X}_{R2} \\ \bar{X}_{R3} \\ \bar{X}_{R4} \end{bmatrix} + B_{42} \bar{I}_f, \quad (2.30)$$

$$\bar{U}_4 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & C_{R3}^p(\bar{X}_{R3}) & C_{R4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{X}_{R1} \\ \bar{X}_{R2} \\ \bar{X}_{R3} \\ \bar{X}_{R4} \end{bmatrix} + D_1 \bar{I}_f, \quad (2.31)$$

gdzie $A_{43}^p(\bar{X}_{R3}) = \frac{1}{T_{R5}} [k_{R2} + S_E(\bar{X}_{R3})]$, $B_{42} = \frac{k_{R5}}{T_{R5}}$, $C_{R3}^p(\bar{X}_{R3}) = k_{R3} A_{43}^p(\bar{X}_{R3})$,

$$D_1 = k_{R3} B_{42}.$$

Zależności prowadzą w konsekwencji do takiego układu równań stanu, jak (2.26):

$$\frac{d\bar{X}_R}{dt} = A_R(\bar{X}_R) \bar{X}_R + B_{RZ} \bar{U}_{GZ} + B_{RG} \bar{U} + B_{RS} \bar{U}_S + B_{RF} \bar{I}_f, \quad (2.32)$$

$$B_{RF} = \begin{bmatrix} B_{12} & 0 & B_{32} & B_{42} \end{bmatrix}^T, B_{12} = -D_1 B_{11}, A_{13}^p(\bar{X}_{R3}) = -C_{R3}^p(\bar{X}_{R3}) B_{11},$$

$$A_R(\bar{X}_R) = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} & A_{13}^p(\bar{X}_{R3}) & A_{14} \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ A_{31} & A_{32} & A_{33}(\bar{X}_{R3}) & 0 \\ 0 & 0 & A_{43}^p(\bar{X}_{R3}) & A_{44} \end{bmatrix},$$

i do nierówności opisującej działanie ogranicznika regulacji

$$\bar{U}_{Rmin} \leq f_{ogR1}(\bar{X}_R) = E_R \bar{X}_R \leq \bar{U}_{Rmax}, \quad (2.33)$$

gdzie B_{RZ} , B_{RS} , B_{RG} , E_R są analogiczne do występujących w układzie DC1.

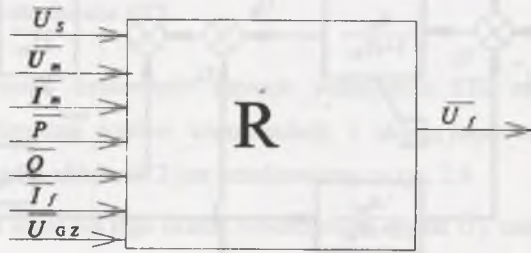
Określono ponadto równanie wyjścia:

$$\bar{U}_f = f_f(\bar{X}_R, \bar{I}_f) = \bar{U}_E f(\bar{I}_M) = \bar{X}_{R3} f(\bar{I}_M), \quad (2.34)$$

gdzie prąd $\bar{I}_M = \frac{k_{R4} \bar{I}_f}{X_{R3}}$ jest proporcjonalny do prądu obciążenia prostownika, a funkcja f jest

zależna od wartości prądu \bar{I}_M :

dotatkowe wielkości wejściowe moc czynną i moc bierną [67, 78, 79]. Wielkością wyjściową jest napięcie wzbudzenia generatora \bar{U}_f . W związku z tym układom wzbudzenia wraz z regulatorami napięcia można przyporządkować schemat blokowy zestawienia sygnałów wejścia-wyjścia przedstawiony na rys 2.10.



Rys. 2.10. Schemat blokowy zestawienia sygnałów wejścia-wyjścia układu wzbudzenia wraz z regulatorem napięcia, \bar{I}_m - prądy twornika w osi d i q, \bar{I}_f - prąd wzbudzenia, \bar{U}_m - napięcia twornika w osi d i q, \bar{U}_{GZ} - napięcie zadane regulatora napięcia, \bar{U}_s - napięcie wyjściowe stabilizatora systemowego, \bar{P}, \bar{Q} - moc czynna i moc bierna generatora

Fig. 2.10. Block diagram of the input-output signal set for the exciter system including voltage regulator, \bar{I}_m - armature currents in d and q axes, \bar{I}_f - excitation current, \bar{U}_m - armature voltages in d and q axes, \bar{U}_{GZ} - reference voltage of the voltage regulator, \bar{U}_s - output voltage of the PSS, \bar{P}, \bar{Q} - active power and reactive power of the generator

W załączniku Z1 podano przykładowe zestawy danych układów wzbudzenia DC1, AC1 i ST2.

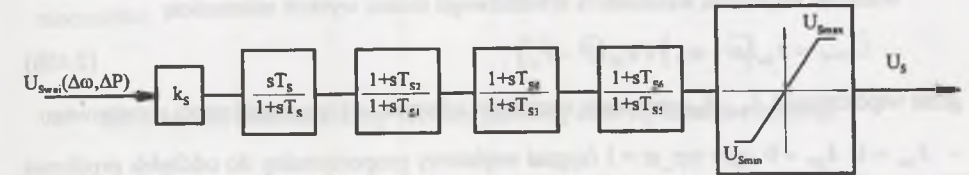
2.5. Model matematyczny stabilizatora systemowego

W zależności od rodzaju sygnału wejściowego uwzględniono dwa typy stabilizatorów systemowych:

- typ_st = 1 - sygnał wejściowy \bar{U}_{Swej} proporcjonalny do odchyłek prędkości kątowej generatora synchronicznego od wartości ustalonej bądź średniej,

- typ_st = 2 - sygnał wejściowy \bar{U}_{Swej} proporcjonalny do odchyłek mocy czynnej generatora synchronicznego od wartości ustalonej bądź średniej.

Sygnał wyjściowy stabilizatora systemowego - napięcie \bar{U}_s podawany jest do głównego węzła sumacyjnego regulatora napięcia.



Rys. 2.11. Schemat strukturalny stabilizatora systemowego (wszystkie sygnały przedstawiają wielkości względne regulacyjne, symbole wielkości w spisie oznaczeń)

Fig. 2.11. The structural diagram of the power system stabilizer (all the signals represent the regulating p.u. quantities)

Uwzględniając, że transmitancja operatorowa stabilizatora systemowego przedstawionego na rys. 2.11 ma postać:

$$\frac{\bar{U}_s(s)}{\bar{U}_{Swej}(s)} = G_s(s) = k_s \frac{sT_s}{1+sT_s} \cdot \frac{1+sT_{s2}}{1+sT_{s1}} \cdot \frac{1+sT_{s4}}{1+sT_{s3}} \cdot \frac{1+sT_{s6}}{1+sT_{s5}}, \quad (2.42)$$

uzyskuje się następujący układ równań stanu i równanie na wielkość wyjściową:

$$\frac{d\bar{X}_s}{dt} = A_s \bar{X}_s + B_s \bar{U}_{Swej}, \quad (2.43)$$

$$\bar{U}_s = C_s \bar{X}_s + D_s \bar{U}_{Swej}, \quad (2.44)$$

z ograniczeniem określonym przez nierówność

$$\bar{U}_{Smin} \leq f_{ogS}(\bar{X}_s, \bar{U}_{Swej}) = f_{ogS}(\bar{X}_s, \bar{\omega}, \bar{P}) = \bar{U}_s \leq \bar{U}_{Smax}, \quad (2.45a)$$

$$\text{gdzie } A_s = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} & A_{13} & A_{14} \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}, \quad A_{11} = -\frac{1}{T_{S1}} - \frac{1}{T_{S3}} - \frac{1}{T_{S5}} - \frac{1}{T_s},$$

$$A_{12} = -\frac{1}{T_{S1}T_{S3}} - \frac{1}{T_{S1}T_{S5}} - \frac{1}{T_{S1}T_s} - \frac{1}{T_{S3}T_{S5}} - \frac{1}{T_{S3}T_s} - \frac{1}{T_{S5}T_s},$$

$$A_{13} = -\frac{T_{S1} + T_{S3} + T_{S5} + T_s}{T_{S1}T_{S3}T_{S5}T_s}, \quad A_{14} = -\frac{1}{T_{S1}T_{S3}T_{S5}T_s},$$

$$B_S = [B_1 \ 0 \ 0 \ 0]^T, \quad B_1 = -A_{14}, \quad C_S = [C_{S1} \ C_{S2} \ C_{S3} \ C_{S4}],$$

$$C_{S1} = k_S T_S (T_{S2} T_{S4} + T_{S2} T_{S6} + T_{S4} T_{S6}) + a A_{12}, \quad a = k_S T_{S2} T_{S4} T_{S6} T_S,$$

$$C_{S3} = k_S T_S + a A_{13}, \quad C_{S4} = a A_{14},$$

$$D_S = -C_{S4}.$$

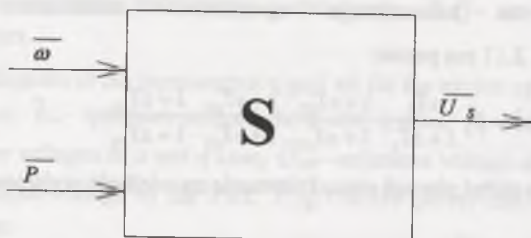
Wielkość wejściową stabilizatora systemowego można wyrazić zależnością

$$\bar{U}_{Swej} = k_{S\omega} (\bar{\omega} - \omega_N) + k_{SP} (\bar{P} - \bar{P}_U), \quad (2.45b)$$

gdzie współczynniki $k_{S\omega}$, k_{SP} przyjmują wartości w zależności od typu stabilizatora systemowego:

- $k_{S\omega} = 1$, $k_{SP} = 0$, gdy $typ_st = 1$ (sygnał wejściowy proporcjonalny do odchyłek prędkości kątowej),
- $k_{S\omega} = 0$, $k_{SP} = 1$, gdy $typ_st = 2$ (sygnał wejściowy proporcjonalny do odchyłek mocy czynnej), \bar{P}_U - moc czynna generatora w stanie ustalonym.

Rys 2.12 ilustruje sygnały wejścia-wyjścia stabilizatora systemowego.



Rys. 2.12. Schemat blokowy zestawienia sygnałów wejścia-wyjścia stabilizatora systemowego przy uwzględnieniu dwustanowych (0, 1) współczynników $k_{S\omega}$, k_{SP} , $\bar{\omega}$ - elektryczna prędkość kątowa generatora, \bar{P} - moc czynna generatora, \bar{U}_s - napięcie wyjściowe stabilizatora systemowego

Fig. 2.12. Block diagram of the input-output signal set for the PSS when taking into account bistate (0, 1) coefficient $k_{S\omega}$, k_{SP} , $\bar{\omega}$ - generator angular speed, \bar{P} - active power of the generator, \bar{U}_s - output voltage of the PSS

2.6. Modele matematyczne turbin oraz ich układów regulacji

Rozpatrzono dwa zalecane przez Komitet IEEE [3, 31, 43, 78] podstawowe modele turbin wraz z ich układami regulacji prędkości kątowej:

- turbiny parowej z przegrzewaczem międzystopniowym,
- turbiny wodnej.

Rozpatrywane modele dla turbin i ich układów regulacji są dostosowane do badania stabilności systemu elektroenergetycznego. W modelach tych dokonano uproszczeń strukturalnych w stosunku do rzeczywistych obiektów pomijając między innymi strefy nieczułości.

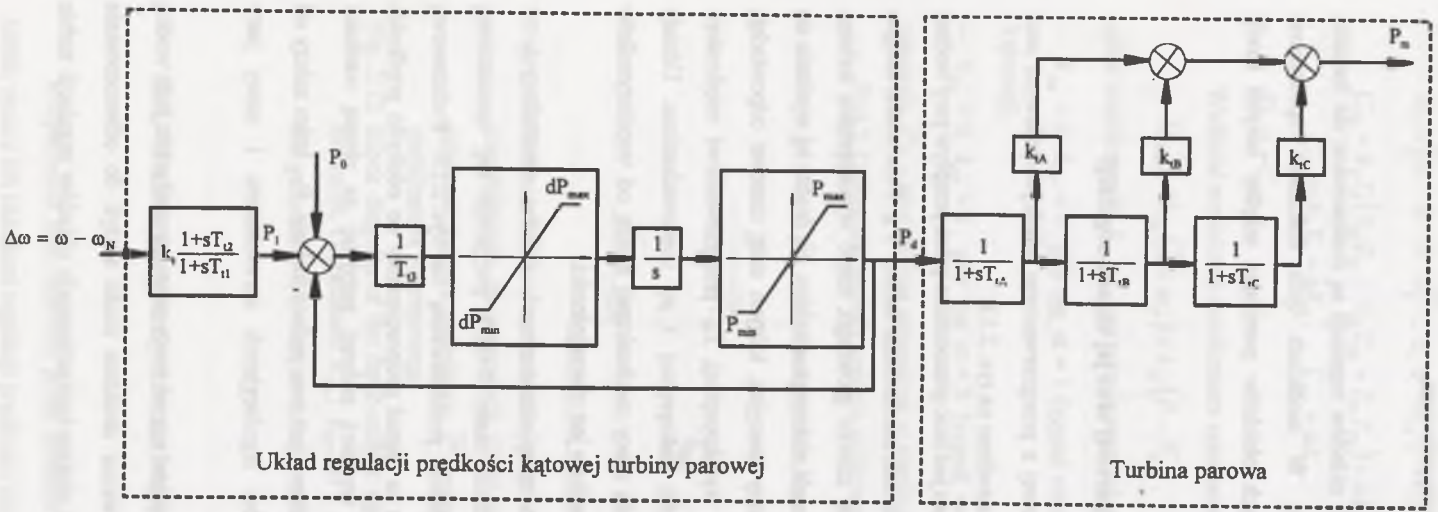
2.6.1. Model matematyczny turbiny parowej oraz jej układu regulacji

Schemat strukturalny dla turbiny parowej z przegrzewaczem międzystopniowym oraz jej układu regulacji prędkości kątowej przedstawiono na rys. 2.13.

Dla turbiny parowej sygnałem wejściowym jest moc przenoszona przez przepływ pary wodnej na dolocie turbiny \bar{P}_d , a sygnałem wyjściowym moc mechaniczna turbiny \bar{P}_m . Para wodna kolejno przechodzi przez przewody parowe i komorę zaworu głównego, część wysokoprężną turbiny, przegrzewacz pary i część średnioprężną oraz część niskoprężną turbiny. Na drodze tej wyróżnia się dla sygnałów sterujących trzy zastępcze człony inercyjne, których stałe czasowe odpowiadają kolejno: T_{dA} - komórce regulacyjnej i części wysokoprężnej, T_{dB} - przegrzewaczowi międzystopniowemu i części średnioprężnej, T_{dC} - części niskoprężnej i jej doprowadzeniom. Udziały poszczególnych części turbiny w wytworzeniu mocy mechanicznej zależą od współczynników względnych k_{dA} , k_{dB} , k_{dC} . Suma tych współczynników jest równa jedności.

Przy badaniu elektromechanicznych quasi-stacjonarnych stanów nieustalonych w systemie elektroenergetycznym w przedziale czasu 0+20 s przyjmuje się uproszczoną strukturę układu regulacji prędkości kątowej przedstawioną na rys. 2.13. Podstawową wielkością wejściową układu regulacji jest tu sygnał proporcjonalny do odchyłki prędkości kątowej generatora synchronicznego od wartości zadanej przyjętej za równą wartości znamionowej. Dodatkową wielkością wejściową jest moc zadana turbiny \bar{P}_0 , która zależy od początkowego stopnia otwarcia zaworów regulacyjnych serwowatoru i mocy pary dostarczanej z kotła.

Wielkością wyjściową układu regulacji jest sygnał mocy przenoszonej przez parę wodną na dolocie turbiny \bar{P}_d . Wyżej przedstawiona struktura może służyć do odwzorowania mechaniczno-hydraulicznych, jak również elektro-hydraulicznych układów regulacji turbin [43].



Rys. 2.13. Schemat strukturalny turbiny parowej i jej układu regulacji (wszystkie sygnały przedstawiają wielkości względne regulacyjne, symbole wielkości w spisie oznaczeń)

Fig. 2.13. The structural diagram for the steam turbine and its regulating system (all the signals represent the regulating p.u. quantities)

Rozpatrując tor główny w schemacie blokowym układu regulacji otrzymamy transjancje:

$$\bar{P}_1(s) = \frac{k_1(1+sT_{i2})}{(1+sT_{i1})}, \quad (2.46)$$

$$\bar{P}_1(s) = (k_1 + sk_1T_{i2})\bar{X}_{r1}(s), \quad (2.47)$$

$$\Delta\bar{\omega}(s) = (1+sT_{i1})\bar{X}_{r1}(s). \quad (2.48)$$

Przechodząc z transjancji operatorowych na przebiegi czasowe w postaci równań stanu otrzymamy:

$$\frac{d\bar{X}_{r1}}{dt} = A_{11}\bar{X}_{r1} + B_1\Delta\bar{\omega}, \quad (2.49)$$

$$\bar{P}_1 = a\bar{X}_{r1} + b\Delta\bar{\omega}, \quad (2.50)$$

gdzie $B_1 = -A_{11} = \frac{1}{T_{i1}}$, $a = k_1 \frac{T_{i1} - T_{i2}}{T_{i1}}$, $b = k_1 \frac{T_{i2}}{T_{i1}}$,

podobnie

$$\frac{d\bar{X}_{r2}}{dt} = A_{21}\bar{X}_{r1} + A_{22}\bar{X}_{r2} + B_2\Delta\bar{\omega} + B_0\bar{P}_0, \quad (2.51)$$

gdzie $\bar{X}_{r2} = \bar{P}_d$, $A_{21} = \frac{a}{T_{i2}}$, $B_2 = \frac{b}{T_{i2}}$, $B_0 = -A_{22} = \frac{1}{T_{i2}}$.

Sygnał wyjściowy układu regulacji oraz jego pochodna są ograniczone nierównościami:

$$\bar{P}_{\min} \leq \bar{P}_d \leq \bar{P}_{\max}, \quad (2.52)$$

$$d\bar{P}_{\min} \leq (d\bar{P}_0 + \bar{P}_1 - \bar{P}_d) \frac{1}{T_{i3}} = A_{21}\bar{X}_{r1} + A_{22}\bar{X}_{r2} + B_2\Delta\bar{\omega} + B_0\bar{P}_0 \leq d\bar{P}_{\max}. \quad (2.53)$$

Rozpatrując w dalszej kolejności schemat strukturalny dla turbiny parowej otrzymamy:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \bar{X}_{r3} \\ \bar{X}_{r4} \\ \bar{X}_{r5} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{32} & A_{33} & 0 \\ 0 & A_{43} & A_{44} \\ 0 & 0 & A_{54} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{X}_{r2} \\ \bar{X}_{r3} \\ \bar{X}_{r4} \end{bmatrix}, \quad (2.54)$$

$$\bar{P}_n = \begin{bmatrix} C_{r3} & C_{r4} & C_{r5} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{X}_{r3} \\ \bar{X}_{r4} \\ \bar{X}_{r5} \end{bmatrix}, \quad (2.55)$$

gdzie $A_{32} = -A_{53} = \frac{1}{T_{i4}}$, $A_{43} = -A_{44} = \frac{1}{T_{i5}}$, $A_{54} = -A_{55} = \frac{1}{T_{i3}}$, $C_{r3} = k_{i4}$,

$$C_{T4} = k_{IB}, \quad C_{T5} = k_{IC}.$$

Łącząc ze sobą równania (2.49)-(2.55) otrzymano układ równań stanu i równanie wyjścia

$$\frac{d\bar{X}_T}{dt} = A_T \bar{X}_T + B_T \Delta\bar{\omega} + B_{T0} \bar{P}_0, \quad (2.56)$$

$$\bar{P}_m = C_T \bar{X}_T, \quad (2.57)$$

gdzie $\bar{X}_T = [\bar{X}_{T1} \quad \bar{X}_{T2} \quad \bar{X}_{T3} \quad \bar{X}_{T4} \quad \bar{X}_{T5}]^T$, $B_T = [B_1 \quad B_2 \quad 0 \quad 0 \quad 0]^T$,

$$B_{T0} = [0 \quad B_0 \quad 0 \quad 0 \quad 0]^T, \quad C_T = [0 \quad 0 \quad C_{T3} \quad C_{T4} \quad C_{T5}],$$

$$A_T = \begin{bmatrix} A_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ A_{21} & A_{22} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & A_{32} & A_{33} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & A_{34} & A_{34} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & A_{54} & A_{55} \end{bmatrix},$$

oraz nierówności opisujące działanie ograniczników regulacji

$$\bar{P}_{\min} \leq f_{ogT1}(\bar{X}_T) = E_T \bar{X}_T \leq \bar{P}_{\max}, \quad (2.58)$$

$$d\bar{P}_{\min} \leq f_{ogT2}(\bar{X}_T, \bar{\omega}, \bar{P}_0) = F_T \bar{X}_T + B_2 \Delta\bar{\omega} + B_0 \bar{P}_0 \leq d\bar{P}_{\max}, \quad (2.59)$$

gdzie $E_T = [0 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0]$, $F_T = [A_{21} \quad A_{22} \quad 0 \quad 0 \quad 0]$.

2.6.2. Model matematyczny turbiny wodnej oraz jej układu regulacji

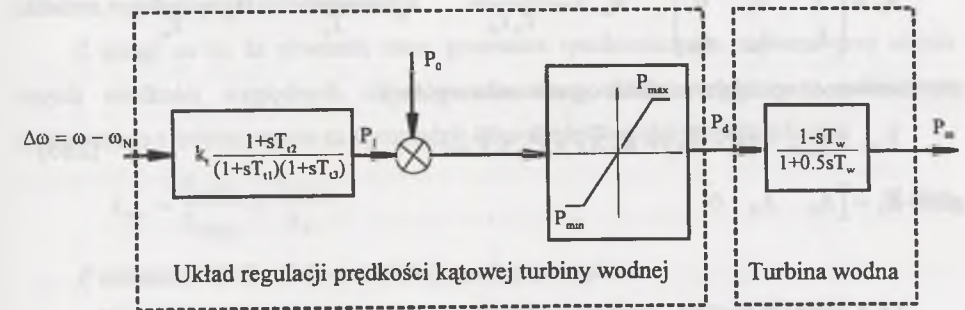
Sterujący sygnał wejściowy w schemacie blokowym turbiny wodnej \bar{P}_d określony przez moc przenoszoną przez przepływ wody na rys. 2.14 jest proporcjonalny do stopnia otwarcia zasuwy wodnej. Właściwości dynamiczne turbiny są określone przez równania dynamiki przepływu wody ruchem jednostajnie przyspieszonym przy pominięciu zjawisk falowych w procesie doprowadzenia wody [43]. W przypadku założenia niewielkich zmian od statycznych warunków początkowych można odwzorować działanie turbiny wodnej za pomocą transmitancji

$$\frac{\bar{P}_m(s)}{\bar{P}_d(s)} = \frac{1 - sT_w}{1 + 0,5sT_w}, \quad (2.60)$$

gdzie T_w - stała czasowa charakteryzująca bezwładność masy wody w ruchu. Znak minus występujący w liczniku wyrażenia (2.60) odpowiada faktowi, że w pierwszej chwili moc

turbiny zmienia się w kierunku przeciwnym niż to wynika ze zmian stopnia otwarcia zasuwy wodnej.

Układ regulacji prędkości obrotowej turbiny wodnej jest bardziej skomplikowany, ponieważ zawiera w rzeczywistości zawór pilotujący, serwomotor główny, zawór rozdzielczy, serwomotor aparatu kierowniczego, aparat kierowniczy i urządzenie dodatkowego ujemnego sprzężenia zwrotnego [43]. W modelu przedstawionym na rys. 2.14 służącym do badań stabilności systemu elektroenergetycznego zastosowano uproszczony model układ regulacji zalecany przez Komitet IEEE.



Rys. 2.14. Schemat strukturalny turbiny wodnej i jej układu regulacji (wszystkie sygnały przedstawiają wielkości względne regulacyjne, symbole wielkości w spisie oznaczeń)

Fig. 2.14. The structural diagram for the water turbine and its regulating system (all the signals represent the regulating p.u. quantities)

Z rys. 2.14 wynika zależność operatorowa

$$\frac{\bar{P}_1(s)}{\Delta\bar{\omega}(s)} = \frac{k_i(1 + sT_{i2})}{(1 + sT_{i1})(1 + sT_{i3})}, \quad (2.61)$$

oraz nierówność opisująca działanie ogranicznika regulacji

$$\bar{P}_{\min} \leq \bar{P}_1 + \bar{P}_0 = \bar{P}_d \leq \bar{P}_{\max}. \quad (2.62)$$

Podobnie jak dla turbiny parowej, wielkościami wejściowymi układu regulacji są tu: sygnał proporcjonalny do odchyłki prędkości obrotowej generatora synchronicznego oraz moc zadana turbiny \bar{P}_0 proporcjonalna do początkowego stopnia otwarcia zasuwy wodnej w warunkach statycznych.

Z zależności (2.60)-(2.62) wynika układ równań stanu i równanie wyjścia

$$\frac{d\bar{X}_T}{dt} = A_T \bar{X}_T + B_T \Delta\bar{\omega} + B_{T0} \bar{P}_0, \quad (2.63)$$

$$\bar{P}_m = C_T \bar{X}_T + D_{T0} \bar{P}_0, \quad (2.64)$$

gdzie $\bar{X}_T = [\bar{X}_{T1} \ \bar{X}_{T2} \ \bar{X}_{T3}]^T$, $B_T = [B_1 \ 0 \ 0]^T$, $B_{T0} = [0 \ 0 \ B_0]^T$,

$$C_T = [C_{T1} \ C_{T2} \ C_{T3}], \quad B_1 = -A_{12} = \frac{1}{T_{11}T_{13}}, \quad B_0 = -A_{33} = \frac{2}{T_w},$$

$$C_{T1} = -2k_t T_{12}, \quad C_{T2} = -2k_t, \quad C_{T3} = 3, \quad D_{T0} = -2,$$

$$A_T = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ A_{31} & A_{32} & A_{33} \end{bmatrix}, \quad A_{11} = -\frac{T_{11} + T_{13}}{T_{11}T_{13}}, \quad A_{31} = \frac{2k_t T_{12}}{T_w}, \quad A_{32} = \frac{2k_t}{T_w},$$

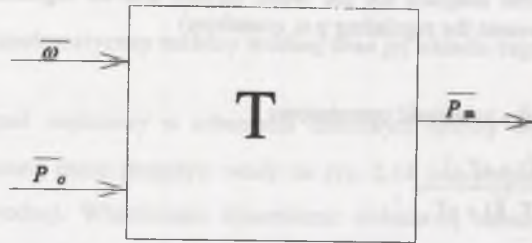
oraz nierówność opisującą działanie ogranicznika regulacji

$$\bar{P}_{\min} \leq f_{ogT1}(\bar{X}_T, \bar{P}_0) = E_T \bar{X}_T + \bar{P}_0 \leq \bar{P}_{\max}, \quad (2.65)$$

gdzie $E_T = [A_{31} \ A_{32} \ 0]$.

2.6.3. Sygnały wejścia - wyjścia modelu turbiny wraz z jej układem regulacji

Rys. 2.15 ilustruje sygnały wejścia-wyjścia modelu turbiny i jej układu regulacji prędkości.



Rys. 2.15. Schemat blokowy zestawienia sygnałów wejścia-wyjścia dla turbiny i jej układu regulacji prędkości kątowej, $\bar{\omega}$ - elektryczna prędkość kątowa, \bar{P}_0 - moc zadana turbiny, \bar{P}_m - moc mechaniczna turbiny

Fig. 2.15. Block diagram of the input-output signal set for the turbine with its regulating system, $\bar{\omega}$ - generator angular speed, \bar{P}_0 - reference power of the turbine, \bar{P}_m - mechanical power of the turbine

W załączniku Z1 podano przykładowe zestawienia danych turbin parowych i wodnych oraz ich układów regulacji.

2.7. Model matematyczny zespołu wytwórczego

Model matematyczny zespołu wytwórczego uzyskuje się poprzez połączenie równań stanu i równań wyjścia generatora synchronicznego, układu wzbudzenia z regulatorem napięcia, stabilizatora systemowego oraz turbiny z jej układem regulacji. W zależności od rodzaju układu wzbudzenia i rodzaju turbiny uzyskuje się ostatecznie układ równań stanu zespołu wytwórczego. Poniżej przedstawiono przykładowo równania stanu zespołu wytwórczego dla przypadku zastosowania układu wzbudzenia AC1 i turbiny parowej z jej układem regulacji prędkości obrotowej.

Z uwagi na to, że równania stanu generatora synchronicznego zapisano przy użyciu innych wielkości względnych niż równania stanu układu wzbudzenia, stabilizatora systemowego i turbiny, trzeba tu wprowadzić odpowiedni współczynnik korekcyjny

$$k_{wyr} = \frac{S_{odn(s)}}{S_{odn(g)}} = \frac{S_{odn(s)}}{S_N}. \quad (2.66)$$

Z zależności (2.5) i (2.6) oraz (2.66) wynikają związki

$$\begin{aligned} \bar{U}_m &= U_m, \quad U_f = \bar{U}_f, \quad \bar{I}_m = k_{wyr} I_m, \quad \bar{I}_f = k_{wyr} I_f, \quad \bar{\omega} = \omega, \\ \bar{P} &= k_{wyr} P, \quad \bar{Q} = k_{wyr} Q, \quad P_m = \frac{1}{k_{wyr}} \bar{P}_m, \quad M_m = \frac{1}{k_{wyr}} \bar{M}_m. \end{aligned} \quad (2.67)$$

Z zależności (2.11) ÷ (2.15), (2.32) ÷ (2.35), (2.43) ÷ (2.45), (2.56) ÷ (2.58) oraz z zależności wiążącej ze sobą moc mechaniczną i moment mechaniczny turbiny

$$P_m = \omega M_m \quad (2.68)$$

wynika następujący zestaw równań stanu

$$\frac{d\bar{X}_M}{dt} = A_M \bar{X}_M + B_{MU} U_M + B_{MF} f_f(\bar{X}_R, k_{wyr} \cdot (C_F \bar{X}_M + D_{FU} U_M)),$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{T_m} \left(\frac{1}{k_{wyr}} C_T \bar{X}_T \frac{1}{\omega} - f_{Me}(\bar{X}_M, I_M, \delta) \right),$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_N (\omega - 1),$$

$$\begin{aligned} \frac{d\bar{X}_R}{dt} &= A_R(\bar{X}_R) \bar{X}_R + B_{RF} k_{wyr} \cdot (C_F \bar{X}_M + D_{FU} U_M) + B_{RG} f_U(U_M) \\ &\quad + B_{RS} (C_S \bar{X}_S + D_S (k_{S\omega} \cdot (\omega - \omega_N) + k_{SP} k_{wyr} \cdot (f_P(U_M, I_M) - P_U))) + B_{RZ} \bar{U}_{GZ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\frac{d\bar{X}_S}{dt} &= A_S \bar{X}_S + B_S (k_{S\omega}(\omega - \omega_N) + k_{Sp} k_{wr} (f_P(U_M, I_M) - P_U)), \\ \frac{d\bar{X}_T}{dt} &= A_T \bar{X}_T + B_T (\omega - \omega_N) + B_{TO} \bar{P}_0,\end{aligned}\quad (2.69)$$

równanie wyjścia

$$I_M = C_{MI} X_M - Y_M U_M \quad (2.70)$$

oraz równania ograniczników regulacji zespołu wytwórczego

$$\begin{aligned}\bar{U}_{R\min} &\leq f_{ogR1}(\bar{X}_R) \leq \bar{U}_{R\max}, \\ \bar{U}_{S\min} &\leq f_{ogS}(\bar{X}_S, \omega, f_P(U_M, I_M)) \leq \bar{U}_{S\max}, \\ \bar{P}_{\min} &\leq f_{ogT1}(\bar{X}_T) \leq \bar{P}_{\max}, \\ d\bar{P}_{\min} &\leq f_{ogT2}(\bar{X}_T, \omega, \bar{P}_0) \leq d\bar{P}_{\max}.\end{aligned}\quad (2.71)$$

Równania (2.69)+(2.71) można przedstawić w postaci ogólnej równań stanu, równań na wielkości wyjściowe i na działanie ograniczników regulacji dla zespołu wytwórczego

$$\frac{dX_Z}{dt} = f_Z(X_Z, U_M, I_M, \bar{U}_{GZ}, \bar{P}_0) + B_{ZZ} \bar{U}_{GZ} + B_{ZO} \bar{P}_0, \quad (2.72)$$

$$I_M = C_{ZM} X_Z - Y_M U_M, \quad (2.73)$$

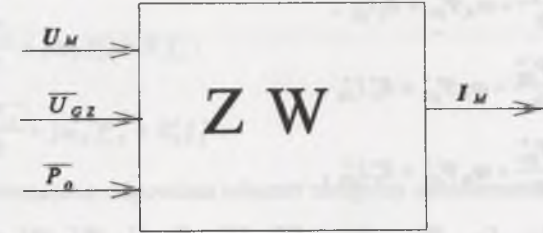
$$f_{\min Z} \leq f_{ogZ}(X_Z, U_M, I_M, \bar{U}_{GZ}, \bar{P}_0) \leq f_{\max Z}, \quad (2.74)$$

gdzie $X_Z = [X_M \ \omega \ \delta \ \bar{X}_R \ \bar{X}_S \ \bar{X}_T]^T$, $B_{ZZ} = [0 \ 0 \ 0 \ B_{ZZ} \ 0 \ 0]^T$,

$$B_{ZO} = [0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ B_{TO}]^T, \quad C_{ZM} = [C_{MI} \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0],$$

f_Z, f_{ogZ} - wielowymiarowe funkcje wielu zmiennych, które uwzględniają równania stanu oraz nierówności określające działanie ograniczników regulacji elementów zespołu wytwórczego, $f_{\min Z}, f_{\max Z}$ - wektory wartości minimalnych i maksymalnych występujących w nierównościach ograniczników regulacji elementów zespołu wytwórczego.

Rys 2.16 ilustruje sygnały wejścia wyjścia modelu zespołu wytwórczego.



Rys.2.16. Schemat blokowy zestawienia sygnałów wejścia - wyjścia modelu zespołu wytwórczego, U_M - napięcia twornika w osi D i Q, \bar{U}_{GZ} - napięcie zadane regulatora napięcia, \bar{P}_0 - moc zadana turbiny, I_M - prądy twornika w osi D i Q

Fig. 2.16. Block diagram of the input-output signal set for the generating unit model, U_M - armature voltages in D and Q axes, \bar{U}_{GZ} - reference voltage of the voltage regulator, \bar{P}_0 - reference power of the turbine, I_M - armature currents in D and Q axes,

2.8. Modele prądowo-napięciowe elementów sieci elektroenergetycznej

Sieć elektroenergetyczna składa się z linii przesyłowych i transformatorów sieciowych łączących ze sobą węzły wytwórcze, do których przyłączone są zespoły wytwórcze, oraz węzły odbiorcze z odbiorami mocy. W celu uproszczenia modelu matematycznego układu przyjęto formalnie, że transformatory blokowe oraz odbiory mocy są elementami sieci elektroenergetycznej. Modele matematyczne elementów sieci elektroenergetycznej zapisano w jednym, wspólnym układzie odniesienia D, Q.

2.8.1. Model prądowo-napięciowy transformatora

Model prądowo-napięciowy transformatora wynika ze schematu zastępczego transformatora dostosowanego do układu odniesienia D, Q, wirującego z elektryczną prędkością kątową ω_N (rys. 2.17), któremu odpowiadają równania:

$$U_{D1} = \frac{d\Psi_{D1}}{dt} - \omega_N \Psi_{Q1} + R_1 I_{D1},$$

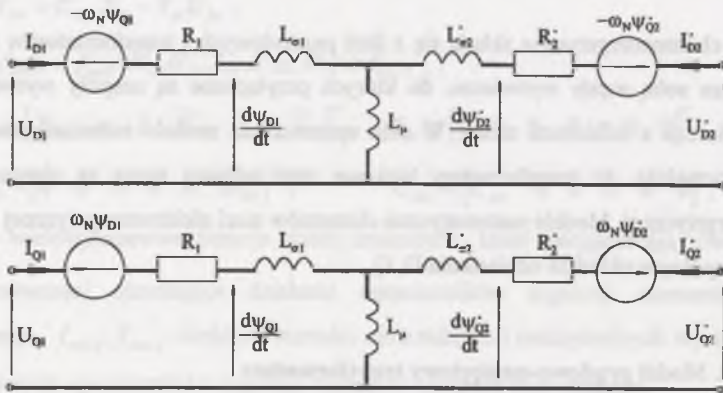
$$\begin{aligned}
 U_{Q1} &= \frac{d\Psi_{Q1}}{dt} + \omega_N \Psi_{D1} + R_1 I_{Q1}, \\
 U_{D2}^* &= \frac{d\Psi_{D2}^*}{dt} - \omega_N \Psi_{Q2}^* + R_2^* I_{D2}^*, \\
 U_{Q2}^* &= \frac{d\Psi_{Q2}^*}{dt} + \omega_N \Psi_{D2}^* + R_2^* I_{Q2}^*,
 \end{aligned}
 \tag{2.75}$$

gdzie: U_{D1} , U_{Q1} , I_{D1} , I_{Q1} , Ψ_{D1} , Ψ_{Q1} , U_{D2}^* , U_{Q2}^* , I_{D2}^* , I_{Q2}^* , Ψ_{D2}^* , Ψ_{Q2}^* - napięcia, prądy i strumienie skojarzone po stronie pierwotnej (1) oraz po stronie wtórnej (2) transformatora, R_1 , R_2^* - rezystancje uzwojeń strony pierwotnej i wtórnej (kropką oznaczono wielkości i parametry strony wtórnej transformatora sprowadzone na stronę pierwotną).

Strumienie skojarzone są związane z prądami następującymi relacjami:

$$\begin{aligned}
 \Psi_{D1} &= L_1 I_{D1} + L_\mu I_{D2}^*, & \Psi_{Q1} &= L_1 I_{Q1} + L_\mu I_{Q2}^*, \\
 \Psi_{D2}^* &= L_\mu I_{D1} + L_2^* I_{D2}^*, & \Psi_{Q2}^* &= L_\mu I_{Q1} + L_2^* I_{Q2}^*,
 \end{aligned}
 \tag{2.76}$$

gdzie: $L_1 = L_{\sigma 1} + L_\mu$, $L_2^* = L_{\sigma 2}^* + L_\mu$, $L_{\sigma 1}$, $L_{\sigma 2}^*$ - indukcyjności rozproszeń uzwojeń strony pierwotnej i wtórnej, L_μ - indukcyjność magnesująca.



Rys. 2.17. Schemat zastępczy transformatora dostosowany do współrzędnych D, Q (symbole wielkości w spisie oznaczeń)

Rys. 2.17. Equivalent circuit of the transformer adapted for the co-ordinate system D, Q

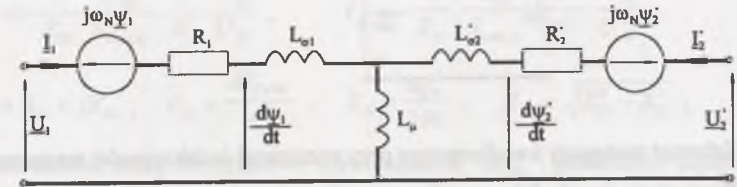
Wprowadzając wskaźy (fazory, kompleksory) prądów, napięć i strumieni skojarzonych na płaszczyźnie D, Q [62]:

$$\underline{W} = W_D + jW_Q, \tag{2.77}$$

równania wskaźów dla transformatora przyjmują postać:

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_1 &= \frac{d\Psi_1}{dt} + j\omega_N \Psi_1 + R_1 \underline{I}_1, \\
 \underline{U}_2^* &= \frac{d\Psi_2^*}{dt} + j\omega_N \Psi_2^* + R_2^* \underline{I}_2^*.
 \end{aligned}
 \tag{2.78}$$

Powyższym równaniom odpowiada schemat zastępczy transformatora przedstawiony na rys. 2.18.



Rys. 2.18. Schemat zastępczy transformatora przy zastosowaniu wskaźów (fazorów) dla reprezentowania elektromagnetycznych zmiennych stanu (symbole wielkości w spisie oznaczeń)

Fig. 2.18. Equivalent circuit of the transformer applying the phasor representation for the electromagnetic state variables

Ze względu na wolnozmienny charakter quasi-stacjonarnych stanów nieustalonych spełnione są nierówności:

$$\begin{aligned}
 \frac{d\Psi_{D1}}{dt} \ll \omega_N \Psi_{Q1}, & \quad \frac{d\Psi_{Q1}}{dt} \ll \omega_N \Psi_{D1}, \\
 \frac{d\Psi_{D2}^*}{dt} \ll \omega_N \Psi_{Q2}^*, & \quad \frac{d\Psi_{Q2}^*}{dt} \ll \omega_N \Psi_{D2}^*,
 \end{aligned}
 \tag{2.79}$$

które w granicy umożliwiają przybliżenie polegające na pominięciu napięć transformacji w modelu transformatora $\frac{d\Psi_1}{dt}$, $\frac{d\Psi_2^*}{dt}$, analogicznie do równań twornika generatora synchronicznego. W związku z tym przybliżone równania transformatora przyjmują postać:

$$\underline{U}_1 = j\omega_N \Psi_1 + R_1 \underline{I}_1, \tag{2.80a}$$

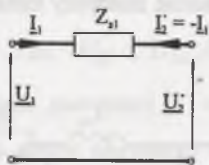
$$\underline{U}_2^* = j\omega_N \Psi_2^* + R_2^* \underline{I}_2^*. \tag{2.80b}$$

Odejmując równanie (2.80b) od (2.80a) oraz zakładając, że $\underline{I}_2^* = -\underline{I}_1$, co odpowiada pominięciu elementu gałęzi o indukcyjności L_μ wspólnej dla obu obwodów w schemacie zastępczym, otrzymuje się równanie:

$$\underline{U}_1 - \underline{U}_2^* = j\omega_N(L_{\sigma 1} + L_{\sigma 2}^*)\underline{I}_1 + (R_1 + R_2^*)\underline{I}_1. \quad (2.81)$$

Równaniu temu odpowiada schemat zastępczy przedstawiony na rys. 2.19, w którym:

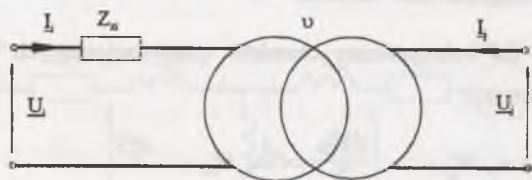
$$Z_{z1} = R_{z1} + jX_{z1}, \quad R_{z1} = R_1 + R_2^*, \quad X_{z1} = \omega_N(L_{\sigma 1} + L_{\sigma 2}^*). \quad (2.82)$$



Rys. 2.19. Schemat zastępczy transformatora przy pominiętej indukcyjności magnesowania

Rys. 2.19. Equivalent circuit of the transformer with neglected magnetizing inductance

Zwykle obliczenia wykonuje się dla niesprowadzonych napięć i prądów w węzłach sieci elektroenergetycznej. Wykorzystuje się wtedy wyidealizowany schemat zastępczy transformatora wynikający ze schematu na rys. 2.19 i przedstawiony na rys. 2.20.



Rys. 2.20. Schemat zastępczy wyidealizowanego transformatora z wydzieloną impedancją zwarcia uwzględniającą możliwość zastosowania transformatora o dwu składowych sterowania napięcia

Fig. 2.20. Equivalent circuit of the idealised transformer with separated short circuit impedance taking into account the possibility of application of a two component voltage control

Na rys. 2.20 węzeł sieci elektroenergetycznej po stronie pierwotnej transformatora oznaczono literą i , a po stronie wtórnej literą j . Uwzględniono przy tym w ogólnym przypadku możliwość zespolonej wartości przekładni transformatora $\mathcal{G} = |\mathcal{G}|e^{j\alpha}$ dla transformatora regulacyjnego nastawiającego składowe: wzdłużną i poprzeczną napięcia (stosowanego do sterowania rozplywu mocy biernej i czynnej w sieciach pierścieniowych).

Względne sieciowe wielkości prądów i napięć transformatora po stronie pierwotnej i wtórnej łączy zależność

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_i \\ \underline{I}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & Y_{ij} \\ Y_{ji} & Y_{jj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_i \\ \underline{U}_j \end{bmatrix}, \quad (2.83)$$

$$\text{gdzie } Y_{ii} = \frac{1}{Z_{zi}} \cdot \frac{S_{Ni}}{S_{odn(s)}}, \quad Y_{ij} = -\frac{1}{Z_{zi}} \cdot \frac{S_{Ni}}{S_{odn(s)}} \cdot \frac{1}{\mathcal{G}} \cdot \frac{U_{Nj}}{U_{Ni}},$$

$$Y_{ji} = -\frac{1}{Z_{zi}} \cdot \frac{S_{Ni}}{S_{odn(s)}} \cdot \frac{1}{\mathcal{G}^*} \cdot \frac{U_{Nj}}{U_{Ni}}, \quad Y_{jj} = -\frac{1}{Z_{zi}} \cdot \frac{S_{Ni}}{S_{odn(s)}} \cdot \frac{1}{|\mathcal{G}|^2} \cdot \frac{U_{Nj}^2}{U_{Ni}^2},$$

$$Z_{zi} = R_{zi} + jX_{zi}, \quad R_{zi} = \frac{\Delta P_{Cu\%}}{100}, \quad X_{zi} = \frac{u_{z\%}}{100}, \quad X_{zi} = \sqrt{Z_{zi}^2 - R_{zi}^2},$$

$\Delta P_{Cu\%}$ - procentowe straty obciążeniowe transformatora, $u_{z\%}$ - procentowe napięcie zwarcia transformatora, U_{Ni} , U_{Nj} - napięcia znamionowe po stronie pierwotnej i wtórnej transformatora, S_{Ni} - moc znamionowa transformatora.

2.8.2. Model prądowo-napięciowy linii przesyłowej

Równania stanu linii przesyłowej przy uwzględnieniu w sposób przybliżony pojemności linii skupionych na jej krańcach wynikają ze schematu zastępczego przedstawionego na rys.

2.21. Przy posłużeniu się wirującym układem współrzędnych D, Q obowiązują zależności

$$U_{D1} - U_{D2} = \frac{d\Psi_D}{dt} - \omega_N \Psi_Q + RI_{DL},$$

$$U_{Q1} - U_{Q2} = \frac{d\Psi_Q}{dt} + \omega_N \Psi_D + RI_{QL},$$

$$I_{DC1} = \frac{dQ_{D1}}{dt} - \omega_N Q_{Q1}, \quad I_{QC1} = \frac{dQ_{Q1}}{dt} + \omega_N Q_{D1},$$

$$I_{DC2} = \frac{dQ_{D2}}{dt} - \omega_N Q_{Q2}, \quad I_{QC2} = \frac{dQ_{Q2}}{dt} + \omega_N Q_{D2},$$

$$I_{D1} = I_{DC1} + I_{DL}, \quad I_{Q1} = I_{QC1} + I_{QL},$$

$$I_{D2} = I_{DC2} - I_{DL}, \quad I_{Q2} = I_{QC2} - I_{QL}, \quad (2.84)$$

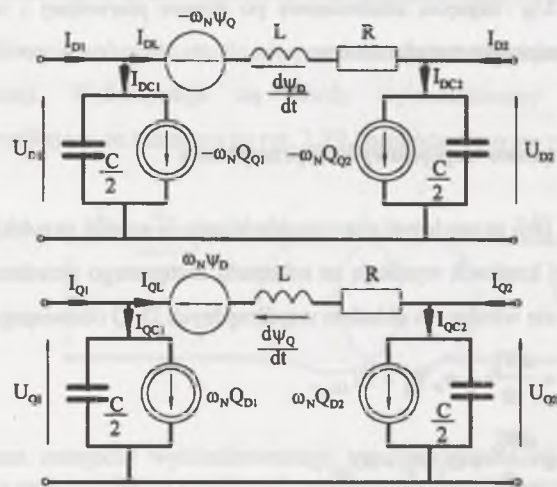
gdzie: U_{D1} , U_{Q1} , U_{D2} , U_{Q2} , I_{D1} , I_{Q1} , I_{D2} , I_{Q2} - napięcia i prądy na początku i końcu linii w osiach D i Q, I_{DL} , I_{QL} - prądy wzdłużne w linii, I_{DC1} , I_{QC1} , I_{DC2} , I_{QC2} - prądy poprzeczne w linii, Ψ_D , Ψ_Q , Q_{D1} , Q_{Q1} , Q_{D2} , Q_{Q2} - strumienie sprzężone oraz ładunki na początku i końcu linii, związane z napięciami i prądami relacjami:

$$\begin{aligned} \Psi_D &= L I_{DL}, & \Psi_Q &= L I_{QL}, & Q_{D1} &= C/2 U_{D1}, \\ Q_{Q1} &= C/2 U_{Q1}, & Q_{D2} &= C/2 U_{D2}, & Q_{Q2} &= C/2 U_{Q2}, \end{aligned} \quad (2.85)$$

L - indukcyjność linii, C - pojemność linii, R - rezystancja linii.

Po wprowadzeniu wskaźów reprezentujących elektromagnetyczne zmienne stanu zgodnie z zależnościami (2.77) równania (2.84) i (2.85) przybierają postać:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 - \underline{U}_2 &= \frac{d\Psi}{dt} + j\omega_N \Psi + R \underline{I}_L, \\ \underline{I}_{C1} &= \frac{d\underline{Q}_1}{dt} + j\omega_N \underline{Q}_1, & \underline{I}_{C2} &= \frac{d\underline{Q}_2}{dt} + j\omega_N \underline{Q}_2, & \underline{I}_1 &= \underline{I}_{C1} + \underline{I}_L, \\ \underline{I}_2 &= \underline{I}_{C2} - \underline{I}_L, & \underline{\Psi}_1 &= L \underline{I}_L, & \underline{Q}_1 &= \frac{C}{2} \underline{U}_1, & \underline{Q}_2 &= \frac{C}{2} \underline{U}_2. \end{aligned} \quad (2.86)$$



Rys. 2.21. Schemat zastępczy linii przesyłowej przy użyciu układu współrzędnych D, Q (symbole wielkości w spisie oznaczeń)

Fig. 2.21. Equivalent circuit of the transmission line using the D, Q co-ordinate system

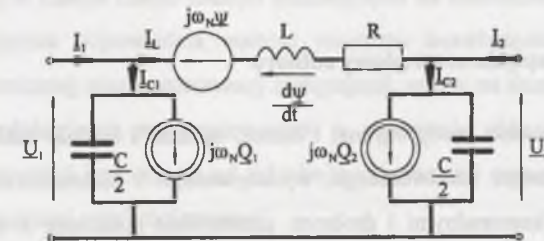
Równaniom (2.86) odpowiada schemat zastępczy linii przesyłowej przedstawiony na rys. 2.22.

Przy wolnozmiennym charakterze quasi-stacjonarnych stanów nieustalonych spełnione są nierówności:

$$\frac{d\Psi_D}{dt} \ll \omega_N \Psi_Q, \quad \frac{d\Psi_Q}{dt} \ll \omega_N \Psi_D,$$

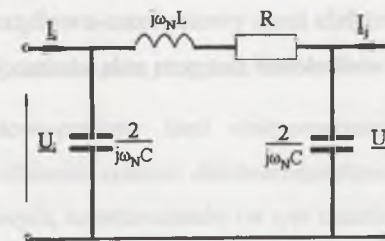
$$\begin{aligned} \frac{dQ_{1D}}{dt} \ll \omega_N Q_{1Q}, & \quad \frac{dQ_{1Q}}{dt} \ll \omega_N Q_{1D}, \\ \frac{dQ_{2D}}{dt} \ll \omega_N Q_{2Q}, & \quad \frac{dQ_{2Q}}{dt} \ll \omega_N Q_{2D}, \end{aligned} \quad (2.87)$$

które umożliwiają przybliżenie polegające na pominięciu napięcia transformacji $\frac{d\Psi}{dt}$ oraz prądów $\frac{dQ_1}{dt}$ i $\frac{dQ_2}{dt}$.



Rys. 2.22. Schemat zastępczy linii przesyłowej przy użyciu wskaźów reprezentujących elektromagnetyczne zmienne stanu (symbole wielkości w spisie oznaczeń)

Fig. 2.22. Equivalent circuit of the transmission line using phazors representing the electromagnetic state variable



Rys. 2.23. Uproszczony schemat zastępczy linii przesyłowej

Fig. 2.23. Simplified equivalent circuit of the transmission line

Uwzględniając nierówności (2.87) oraz oznaczając węzeł sieci elektroenergetycznej na początku linii przesyłowej i , a na jej końcu literą j , uzyskano zależność (dla względnych wielkości sieciowych)

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_i \\ \underline{I}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & Y_{ij} \\ Y_{ji} & Y_{jj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_i \\ \underline{U}_j \end{bmatrix}, \quad (2.88)$$

$$\text{gdzie } Y_{ii} = (Y_{OL(SI)} + Y_{ij(SI)}) \frac{U_{Ni}^2}{S_{odn(s)}}, \quad Y_{ij} = Y_{ji} = -Y_{ij(SI)} \frac{U_{Ni} U_{Nj}}{S_{odn(s)}},$$

$$Y_{jj} = (Y_{OL(SI)} + Y_{ij(SI)}) \frac{U_{Nj}^2}{S_{odn(s)}}, \quad Y_{OL(SI)} = j \frac{\omega_N C}{2}, \quad Y_{ij(SI)} = \frac{1}{R + j \omega_N L},$$

U_{Ni}, U_{Nj} - napięcia znamionowe na początku i końcu linii przesyłowej.

Równaniu (2.88) odpowiada schemat zastępczy linii przesyłowej przedstawiony na rys. 2.23.

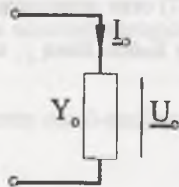
2.8.3. Model napięciowo-prądowy odbioru

Głównymi odbiorami mocy czynnej i biernej są duże i średnie zakłady przemysłowe (przemysłu wytwórczego, przetwórczego, wydobywczego i budownictwa), osiedla, duże miasta z odbiorami komunalnymi i drobnym przemysłem połączone z siecią rozdzielczą. Duży udział w odbiorach mocy mają silniki elektryczne, przede wszystkim silniki indukcyjne i również silniki synchroniczne. Przy badaniach rozbudowanych systemów elektroenergetycznych odbiory mocy wraz z silnikami elektrycznymi zastępuje się zwykle zastępczymi admitancjami o stałej wartości. Tak prosty model odbioru mocy przyjmuje się z powodu braku dokładnych informacji o odbiorze i niewielkiego wpływu tego odbioru na przebieg nieustalony.

We względnych sieciowych wielkościach zastępczą stałą admitancję odbioru Y_o określa się zależnością

$$Y_o = \frac{S_o^* U_{Ni}}{U_o^2 S_{odn(s)}} \quad (2.89)$$

wynikają z równania $I_{O(SI)} = Y_{O(SI)} U_{O(SI)}$, które wynika z rys.2.24, $S_o = P_o + jQ_o$, P_o, Q_o, U_o - moc czynna, moc bierna i napięcie odbioru, U_{Ni} - napięcie znamionowe węzła z odbiorem mocy.



Rys. 2.24. Uproszczony schemat zastępczy odbioru mocy

Fig. 2.24. Simplified equivalent circuit of the load

W szczególnych przypadkach można reprezentować odbiory jako silniki synchroniczne za pomocą zastępczej maszyny synchronicznej o modelu matematycznym odpowiadającym omawianym w punkcie 2.3 modelom generatora dla warunków pracy silnikowej.

Można również uwzględnić wpływ silników indukcyjnych, stanowiących większość odbiorników przemysłowych, na tłumienie kołysań wirników generatorów synchronicznych wprowadzając do węzła odbiorczego zastępczą maszynę asynchroniczną synchronizowaną [62] o zerowym lub prawie zerowym prądzie wzbudzenia i o zerowym obciążeniu. Maszyna ta odwzoruje wpływ całego zbioru maszyn indukcyjnych na tłumienie elektromagnetyczne. Trzeba tu uwzględnić odpowiednią wartość momentu bezwładności tej nieobciążonej maszyny asynchronicznej synchronizowanej zastępującej wpływ na tłumienie kołysań całego zbioru maszyn indukcyjnych reprezentowanych w algorytmie obliczeń przez admitancję odbioru o stałej wartości (po odjęciu od tej admitancji wartości susceptancji nieobciążonej maszyny asynchronicznej synchronizowanej).

W zasadniczej części niniejszej rozprawy odbiory reprezentowane są przez stałe admitancje. W rozdziale 9.1 rozpatrzono również reprezentacje odbiorów poprzez zastępcze maszyny elektryczne prądu przemiennego.

2.9. Model prądowo-napięciowy sieci elektroenergetycznej

Model napięciowo-prądowy sieci elektroenergetycznej łączącej ze sobą węzły wytwórcze i węzły odbiorcze systemu elektroenergetycznego uzyskuje się przez połączenie modeli linii przesyłowych, transformatorów (w tym transformatorów blokowych) i odbiorów mocy. Modelami linii przesyłowej i transformatora łączących węzły i, j są czwórnik przestawione na rys. 2.20 i rys 2.23, których jedna para zacisków jest włączona pomiędzy i -ty węzeł i węzeł oznaczony numerem 0, a druga para zacisków pomiędzy j -ty węzeł i węzeł o numerze 0. Modelem odbioru przyłączonego do i -tego węzła sieci jest admitancja odbioru włączona pomiędzy i -ty węzeł sieci elektroenergetycznej i przyjęty węzeł odniesienia. W związku z tym sieć elektroenergetyczną można opisać za pomocą układu równań prądowo-napięciowych

$$I = YU, \quad (2.90)$$

gdzie: $I = [I_1 \ I_2 \ \dots \ I_i \ \dots \ I_n]^T$ - wektor prądów dopływających z zewnątrz do sieci elektroenergetycznej, $U = [U_1 \ U_2 \ \dots \ U_i \ \dots \ U_n]^T$ - wektor napięć węzłowych (napięcie w i -tym węzle jest równe różnicy potencjałów pomiędzy i -tym węzłem a węzłem oznaczonym numerem 0), Y - admitancyjna macierz węzłowa, n - liczba węzłów sieci,

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1i} & \dots & Y_{1n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{i1} & \dots & Y_{ii} & \dots & Y_{in} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{ni} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix}.$$

2.10. Redukcja modelu sieci elektroenergetycznej

Dzieląc zbiór węzłów na węzły wytwórcze (w) i węzły odbiorcze (o) [4] można przekształcić równanie (2.90) do postaci:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ I_w \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{oo} & Y_{ow} \\ Y_{wo} & Y_{ww} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_o \\ U_w \end{bmatrix}, \quad (2.91)$$

gdzie I_w , U_w - wektory prądów i napięć węzłów wytwórczych, U_o - wektor napięć węzłów odbiorczych (wektor prądów węzłów odbiorczych jest równy zero), Y_{ww} , Y_{wo} , Y_{ow} , Y_{oo} - odpowiednie podmacierze macierzy Y .

Macierz Y jest macierzą kwadratową o dużych rozmiarach (niekiedy większych od 1000), co głównie wynika z występowania w systemie dużej liczby węzłów odbiorczych. Macierz Y zawiera niewielką liczbę elementów niezerowych, ponieważ każdy węzeł w systemie elektroenergetycznym ma zwykle od 2 do 10 węzłów sąsiednich, połączonych z nim liniami przesyłowymi lub transformatorami. Pozwala to traktować macierz Y jako macierz rzadką. Właściwość ta jest pomocna przy wykonywaniu redukcji sieci elektroenergetycznej, polegającej na eliminacji węzłów odbiorczych z równania, czyli sprowadzenia równania (2.91) do postaci:

$$I_w = Y_s U_w, \quad (2.92)$$

gdzie Y_s - macierz admitancyjna reprezentująca fikcyjną sieć zastępczą układu, w którego skład wchodzi tylko węzły wytwórcze połączone zastępczymi gałęziami. Wszystkie elementy macierzy Y_s są różne od zera.

Dla wykorzystania techniki macierzy rzadkich zachodzi konieczność [18, 22, 23, 25, 68]:

- utworzenia struktur danych służących do przechowywania niezerowych elementów macierzy Y w pamięci komputera przy uwzględnieniu symetrii jej budowy. (Macierz Y ma symetrię budowy, czyli jeśli $Y_{ij} \neq 0$, to jednocześnie zachodzi $Y_{ji} \neq 0$. W ogólnym przypadku macierz Y nie jest macierzą symetryczną, co spowodowane jest występowaniem w układzie transformatorów o zespolonej przekładni.) Właściwość symetrii budowy umożliwia zapamiętanie niezerowych elementów macierzy Y za pomocą struktury zapamiętania danych podobnej do struktury uporządkowanych spisów [64]. Taką strukturę wykorzystuje się, jeśli niezerowe elementy macierzy nie tworzą charakterystycznej budowy, np. budowy pasmowej,
- minimalizacji liczby nowych elementów niezerowych, powstających w trakcie procesu obliczeniowego,
- zapewnienia stabilności numerycznej procesu obliczeniowego.

Redukcję węzłów odbiorczych sieci elektroenergetycznej przeprowadza się przy wykorzystaniu metody eliminacji Gaussa. Podczas obliczeń eliminowane są kolejne węzły odbiorcze przy sukcesywnej korekcie współczynników w pozostałej części macierzy Y . Ponieważ dla elementów położonych na przekątnej głównej macierzy Y obowiązuje warunek

$$|Y_{ii}| \geq \left| \sum_{j \neq i} Y_{ij} \right|, \quad \text{gdzie } i, j \in (1, n),$$

zapewniona jest numeryczna stabilność procesu eliminacji Gaussa, niezależnie od wyboru elementu podstawowego. (W metodzie eliminacji Gaussa odpowiedni wybór elementu podstawowego ma na celu minimalizację błędów numerycznych powstających podczas obliczeń.) W związku z tym przeprowadza się obliczenia przy użyciu algorytmu minimalnego stopnia [28, 47, 64]. Algorytm ten zachowuje rzadkość macierzy w procesie eliminacji, przeznaczając do roli kolejnego eliminowanego węzła ten węzeł odbiorczy, któremu odpowiada minimalna liczba elementów w wierszu (eliminowany węzeł ma stopień minimalny). W przypadku równości stopni kilku węzłów odbiorczych wybierany jest węzeł o numerze najniższym.

2.11. Model matematyczny systemu elektroenergetycznego jako połączenie modeli matematycznych zespołów wytwórczych i sieci elektroenergetycznej

Model matematyczny systemu elektroenergetycznego otrzymano poprzez połączenie modeli matematycznych wszystkich zespołów wytwórczych systemu z modelem matematycznym zredukowanej sieci elektroenergetycznej.

Uzyskano równania stanu, równania wyjścia oraz nierówności opisujące ograniczniki regulacji wszystkich zespołów wytwórczych systemu elektroenergetycznego przez odpowiednie połączenie zależności (2.72÷2.74) związane z poszczególnymi zespołami wytwórczymi

$$\frac{dX_W}{dt} = F_W(X_W, U_{WM}, I_{WM}, U_{WZ}, P_{W0}) + B_{WZ}U_{WZ} + B_{W0}P_{W0}, \quad (2.93)$$

$$I_{WM} = C_{WM}X_W - Y_{WM}U_{WM}, \quad (2.94)$$

$$F_{\min W} \leq F_{ogrW}(X_W, U_{WM}, I_{WM}, U_{WZ}, P_{W0}) \leq F_{\max W}, \quad (2.95)$$

gdzie $X_W = [X_{Z1} \ X_{Z2} \ \dots \ X_{Zi} \ \dots \ X_{ZN}]^T$,

$$U_{WM} = [U_{M1} \ U_{M2} \ \dots \ U_{Mi} \ \dots \ U_{MN}]^T, \quad I_{WM} = [I_{M1} \ I_{M2} \ \dots \ I_{Mi} \ \dots \ I_{MN}]^T,$$

$$U_{WZ} = [\bar{U}_{GZ1} \ \bar{U}_{GZ2} \ \dots \ \bar{U}_{GZi} \ \dots \ \bar{U}_{GZN}]^T, \quad P_{W0} = [\bar{P}_{01} \ \bar{P}_{02} \ \dots \ \bar{P}_{0i} \ \dots \ \bar{P}_{0N}]^T,$$

$$B_{WZ} = [B_{ZZ1} \ B_{ZZ2} \ \dots \ B_{ZZi} \ \dots \ B_{ZZN}]^T, \quad B_{W0} = [B_{Z01} \ B_{Z02} \ \dots \ B_{Z0i} \ \dots \ B_{Z0N}]^T,$$

C_{WM}, Y_{WM} - macierze diagonalne klatkowe, w których na przekątnej głównej występują macierze C_{ZMi}, Y_{Mi} (dla $i=1 \div N$) odnoszące się do poszczególnych zespołów wytwórczych, F_W, F_{ogrW} - wielowymiarowe funkcje wielu zmiennych, które określają równania stanu oraz nierówności opisujące działania ograniczników regulacji zespołów wytwórczych, $F_{\min W}, F_{\max W}$ - wektory wartości minimalnych i maksymalnych w ogranicznikach regulacji zespołów wytwórczych.

Wyżej wymienione funkcje i wektory zostały określone za pomocą $f_{Zi}, f_{ogrZi}, f_{\min Zi}, f_{\max Zi}$ występujących w równaniach (2.72÷2.74) odnoszących się do poszczególnych zespołów wytwórczych

$$F_W(X_W, U_{WM}, I_{WM}, U_{WZ}, P_{W0}) = \begin{bmatrix} f_{Z1}(X_{Z1}, U_{M1}, I_{M1}, \bar{U}_{GZ1}, \bar{P}_{01}) \\ f_{Z2}(X_{Z2}, U_{M2}, I_{M2}, \bar{U}_{GZ2}, \bar{P}_{02}) \\ \vdots \\ f_{ZN}(X_{ZN}, U_{MN}, I_{MN}, \bar{U}_{GZN}, \bar{P}_{0N}) \end{bmatrix},$$

$$F_{ogrW}(X_W, U_{WM}, I_{WM}, U_{WZ}, P_{W0}) = \begin{bmatrix} f_{ogrZ1}(X_{Z1}, U_{M1}, I_{M1}, \bar{U}_{GZ1}, \bar{P}_{01}) \\ f_{ogrZ2}(X_{Z2}, U_{M2}, I_{M2}, \bar{U}_{GZ2}, \bar{P}_{02}) \\ \vdots \\ f_{ogrZN}(X_{ZN}, U_{MN}, I_{MN}, \bar{U}_{GZN}, \bar{P}_{0N}) \end{bmatrix},$$

$$F_{\min W} = [f_{\min Z1} \ f_{\min Z2} \ \dots \ f_{\min Zi} \ \dots \ f_{\min ZN}]^T,$$

$$F_{\max W} = [f_{\max Z1} \ f_{\max Z2} \ \dots \ f_{\max Zi} \ \dots \ f_{\max ZN}]^T.$$

Równanie napięciowo-prądowe zredukowanej sieci elektroenergetycznej (2.92) jest określone dla zespolonych wskazów reprezentujących elektromagnetyczne zmienne stanu. W równaniu tym można wydzielić składowe rzeczywiste i składowe urojone prądów, napięć i admitancji uzyskując w konsekwencji zależność:

$$I_{wr} = Y_{sr}U_{wr}. \quad (2.96)$$

Jednemu elementowi macierzy Y_s odpowiada wtedy dwuwymiarowa macierz kwadratowa jako składowa macierzy Y_{sr} :

$$Y_{srj} = \begin{bmatrix} G_{ij} & -B_{ij} \\ B_{ij} & G_{ij} \end{bmatrix}, \quad (2.97)$$

gdzie $Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$ jest elementem macierzy Y_s .

Napięcia i prądy występujące w równaniu (2.97) odnoszące się do zredukowanej sieci elektroenergetycznej są jednocześnie prądami i napięciami zespołów wytwórczych. Obowiązują więc równania więzów

$$I_{wr} = I_{WM}, \quad U_{wr} = U_{WM}. \quad (2.98)$$

Z równań (2.94), (2.96) i (2.98) wynikają zależności:

$$U_{WM} = (Y_{sr} + Y_{WM})^{-1} C_{WM} X_W, \quad (2.99)$$

$$I_{WM} = Y_{sr} (Y_{sr} + Y_{WM})^{-1} C_{WM} X_W. \quad (2.100)$$

Łącząc zależności (2.93), (2.95), (2.99) i (2.100) uzyskuje się ostatecznie równania stanu oraz nierówności opisujące działanie ograniczników regulacji systemu elektroenergetycznego:

$$\frac{dX_W}{dt} = F_{WP}(X_W, U_{WGZ}, P_{W0}) + B_{WZ}U_{WGZ} + B_{W0}P_{W0}, \quad (2.101)$$

$$F_{\min W} \leq F_{ogrWP}(X_W, U_{WGZ}, P_{W0}) \leq F_{\max W}. \quad (2.102)$$

3. MODEL MATEMATYCZNY ZLINEARYZOWANY SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Obliczenia prowadzące do określenia optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym i określenia ich parametrów przeprowadza się zwykle dla małych zakłóceń, dla których można posłużyć się przybliżeniem wynikającym z linearyzacji równań stanu wokół ustalonego punktu pracy. W związku z tym konieczne jest wyznaczenie modelu matematycznego systemu elektroenergetycznego zlinearyzowanego wokół ustalonego punktu pracy. Model ten wynika z połączenia zlinearyzowanych modeli elementów systemu elektroenergetycznego.

3.1. Model matematyczny zlinearyzowany generatora synchronicznego

Linearyzując równania (2.11) i (2.12) wokół ustalonego punktu pracy uzyskano następujące zależności:

$$\Delta U_M = K_{M1} \Delta X_M - Z_{ML} \Delta I_M + B_{U\delta} \Delta \delta, \quad (3.1)$$

$$\frac{d\Delta X_M}{dt} = M_M \Delta X_M + N_{M1} \Delta I_M + B_{MF} \Delta U_f + B_{X\delta} \Delta \delta,$$

$$\frac{d\Delta \omega}{dt} = B_{\omega X} \Delta X_M + B_{\omega I} \Delta I_M + B_{\omega \delta} \Delta \delta + \frac{1}{T_m} \Delta M_m,$$

$$\frac{d\Delta \delta}{dt} = \omega_N \Delta \omega, \quad (3.2)$$

gdzie przez Δ oznaczono przyrosty odpowiednich wielkości wejściowych, wyjściowych i zmiennych stanu,

$$K_{M1} = t_{rL}^{-1} K_m, \quad Z_{ML} = t_{rL}^{-1} Z_m t_{rL}, \quad N_{M1} = N_m t_{rL},$$

$$B_{U\delta} = t_{rL}^{-1} \left(\begin{bmatrix} -U_{q0} \\ U_{d0} \end{bmatrix} - Z_m \begin{bmatrix} I_{q0} \\ -I_{d0} \end{bmatrix} \right), \quad B_{X\delta} = N_m \begin{bmatrix} I_{q0} \\ -I_{d0} \end{bmatrix},$$

$$B_{\omega X} = \begin{bmatrix} -\frac{I_{d0}}{T_m} & -\frac{I_{q0}}{T_m} \end{bmatrix} K_m, \quad t_{rL} = \begin{bmatrix} \cos \delta_{GS0} & \sin \delta_{GS0} \\ -\sin \delta_{GS0} & \cos \delta_{GS0} \end{bmatrix}$$

$$B_{\omega \delta} = \begin{bmatrix} -\frac{E''_{d0} - (X''_d - X''_q)I_{q0}}{T_m} & -\frac{E''_{q0} - (X''_d - X''_q)I_{d0}}{T_m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{q0} \\ I_{d0} \end{bmatrix},$$

$$B_{\omega} = \begin{bmatrix} -\frac{E''_{d0} - (X''_d - X''_q)I_{q0}}{T_m} & -\frac{E''_{q0} - (X''_d - X''_q)I_{d0}}{T_m} \end{bmatrix} t_{rL} \text{ dla modelu VI rzędu generatora i}$$

$$B_{\omega} = \begin{bmatrix} -\frac{E'_{d0} - (X'_d - X'_q)I_{q0}}{T_m} & -\frac{E'_{q0} - (X'_d - X'_q)I_{d0}}{T_m} \end{bmatrix} t_{rL} \text{ dla modelu IV rzędu generatora,}$$

$U_{d0}, U_{q0}, I_{d0}, I_{q0}, E''_{d0}, E'_{d0}, E''_{q0}, E'_{q0}$ - początkowe wartości napięć, prądów generatora oraz zmiennych stanu w osiach d i q, $\delta_{GS0} = \delta_0 - \delta_{S0}$, δ_0 - początkowa wartość kąta mocy generatora.

Łącząc ze sobą równania (3.2) oraz linearyzując zależności (2.14) i (2.15) otrzymano równania stanu oraz równania wyjścia modelu zlinearyzowanego generatora synchronicznego:

$$\frac{d\Delta X_{ML}}{dt} = A_{ML}\Delta X_{ML} + B_{MUL}\Delta U_M + B_{MFL}\Delta U_f + B_{MML}\Delta M_m, \quad (3.3)$$

$$\Delta I_M = C_{MIL}\Delta X_{ML} - Y_{ML}\Delta U_M, \quad (3.4)$$

$$\Delta I_f = C_{FL}\Delta X_{ML} + D_{FL}\Delta U_M, \quad \Delta M_e = C_{MeL}\Delta X_{ML} + D_{MeL}\Delta U_M,$$

$$\Delta P = C_{PL}\Delta X_{ML} + D_{PL}\Delta U_M, \quad \Delta Q = C_{QL}\Delta X_{ML} + D_{QL}\Delta U_M,$$

$$\Delta U = D_{UL}\Delta U_M, \quad \Delta \omega = C_{\omega L}\Delta X_M, \quad (3.5)$$

$$\text{gdzie } \Delta X_{ML} = [\Delta X_M \quad \Delta \omega \quad \Delta \delta]^T, \quad A_{ML} = M_{ML} + N_{ML}C_{MIL},$$

$$C_{MIL} = Y_{ML}K_{ML}, \quad Y_{ML} = Z_{ML}^{-1}, \quad B_{MUL} = -N_{ML}Y_{ML},$$

$$M_{ML} = \begin{bmatrix} M_M & 0 & B_{X\delta} \\ B_{\omega X} & 0 & B_{\omega \delta} \\ 0 & \omega_N & 0 \end{bmatrix}, \quad N_{ML} = \begin{bmatrix} N_{M1} \\ B_{\omega} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad K_{ML} = \begin{bmatrix} K_{M1} \\ 0 \\ B_{U\delta} \end{bmatrix},$$

$$B_{MML} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix},$$

$$C_{FL} = [C_f \quad 0 \quad d_1 I_{q0}] + D_f t_{rL} C_{MIL},$$

$$D_{FL} = -D_f t_{rL} Y_{ML}, \quad C_{MeL} = \begin{bmatrix} I_{d0} & I_{q0} \\ I_{q0} & -I_{d0} \end{bmatrix} k_m + D_{Me} t_{rL} C_{MIL},$$

$D_{MeL} = -D_{Me} t_{rL} Y_{ML}$, $D_{Me} = [E''_{d0} - (X''_d - X''_q)I_{q0} \quad E''_{q0} - (X''_d - X''_q)I_{d0}]$ dla modelu VI

rzędu generatora i $D_{Me} = [E'_{d0} - (X'_d - X'_q)I_{q0} \quad E'_{q0} - (X'_d - X'_q)I_{d0}]$ dla modelu IV rzędu

generatora, $C_{PL} = [U_{D0} \quad U_{Q0}]C_{ML}$, $D_{PL} = [I_{D0} \quad I_{Q0}] - [U_{D0} \quad U_{Q0}]Y_{ML}$,

$$C_{QL} = [U_{Q0} \quad -U_{D0}]C_{ML}, \quad D_{QL} = [-I_{Q0} \quad I_{D0}] - [U_{Q0} \quad -U_{D0}]Y_{ML}, \quad D_{UL} = \begin{bmatrix} \frac{U_{D0}}{U_0} & \frac{U_{Q0}}{U_0} \end{bmatrix},$$

$C_{\omega} = [0 \quad 1 \quad 0]$, $U_{D0}, U_{Q0}, I_{D0}, I_{Q0}$ - początkowe wartości napięć i prądów generatora w osiach D i Q, U_0 - początkowa wartość napięcia zaciskowego generatora w warunkach statycznych.

3.2. Modele matematyczne zlinearyzowane układów wzbudzenia z regulatorami napięcia

3.2.1. Model matematyczny zlinearyzowany układu wzbudzenia DC1

Linearyzując równania (2.26) i (2.27) wokół punktu pracy ustalonej otrzymano równania stanu i równania wyjścia modelu zlinearyzowanego

$$\frac{d\Delta \bar{X}_R}{dt} = A_{RL}\Delta \bar{X}_R + B_{RZ}\Delta \bar{U}_{GZ} + B_{RG}\Delta \bar{U} + B_{RS}\Delta \bar{U}_S, \quad (3.6)$$

$$\Delta \bar{U}_f = C_R \Delta \bar{X}_R, \quad (3.7)$$

gdzie macierz A_{RL} różni się od macierzy A_R występującej w równaniu (2.26) tylko elementem $A_{33L} = -\frac{1}{T_{R4}}(k_{R4} + A^{B\bar{U}_{f0}} + BA^{B\bar{U}_{f0}}\bar{U}_{f0})$, \bar{U}_{f0} - początkowa wartość napięcia wzbudzenia (wielkość względna regulacyjna).

3.2.2. Model matematyczny zlinearyzowany układu wzbudzenia AC1

Linearyzując równania (2.32) i (2.34) wokół punktu pracy ustalonej otrzymano równania stanu i równania wyjścia modelu zlinearyzowanego

$$\frac{d\Delta\bar{X}_R}{dt} = A_{RL}\Delta\bar{X}_R + B_{RZ}\Delta\bar{U}_{GZ} + B_{RG}\Delta\bar{U} + B_{RS}\Delta\bar{U}_S + B_{RF}\Delta\bar{I}_f, \quad (3.8)$$

$$\Delta\bar{U}_f = C_R\Delta\bar{X}_R + D_{RF}\Delta\bar{I}_f, \quad (3.9)$$

gdzie A_{RL} różni się od macierzy A_R występującej w równaniu (2.32) elementami

$$A_{33L} = -\frac{1}{T_{R4}}(k_{R4} + A^{B\bar{U}_{E0}} + BA^{B\bar{U}_{E0}}\bar{U}_{E0}), \quad A_{43L} = -\frac{T_{R4}}{T_{R5}}A_{33L} \quad \text{i} \quad A_{13L} = -k_{R3}B_{11}A_{43L},$$

\bar{U}_{E0} - początkowa wartość napięcia wyjściowego regulatora napięcia spełniająca zależność

$$\bar{U}_{f0} = \bar{U}_{E0}f(\bar{I}_{M0}), \quad \bar{I}_{M0} = \frac{k_{R4}\bar{I}_{f0}}{\bar{U}_{E0}}, \quad \text{a funkcja } f \text{ określona jest równaniem (2.35),}$$

$$C_R = [0 \quad 0 \quad C_{R3} \quad 0], \quad C_{R3} = F_f(\bar{U}_{E0}, \bar{I}_{f0}) = f(\bar{I}_{M0}) + \frac{\partial f}{\partial \bar{I}_M}(\bar{I}_{M0}) + \frac{\partial f}{\partial \bar{U}_E}(\bar{U}_{E0}, \bar{I}_{f0}),$$

$$\frac{\partial f}{\partial \bar{I}_M}(\bar{I}_{M0}) = \begin{cases} -0,58 & \text{dla } \bar{I}_{M0} \leq 0,443 \\ \frac{-\bar{I}_{M0}}{\sqrt{0,75 - \bar{I}_{M0}^2}} & \text{dla } 0,443 < \bar{I}_{M0} < 0,75, \\ -1,732 & \text{dla } \bar{I}_{M0} \geq 0,75 \end{cases}, \quad \frac{\partial f}{\partial \bar{U}_E}(\bar{U}_{E0}, \bar{I}_{f0}) = -\frac{k_{R4}\bar{I}_{f0}}{\bar{U}_{E0}^2},$$

$$D_{RF} = \frac{\partial f}{\partial \bar{I}_M}(\bar{I}_{M0})\bar{U}_{E0}\frac{\partial \bar{I}_M}{\partial \bar{I}_f}(\bar{U}_{E0}, \bar{I}_{f0}), \quad \frac{\partial \bar{I}_M}{\partial \bar{I}_f}(\bar{U}_{E0}, \bar{I}_{f0}) = \frac{k_{R4}}{\bar{U}_{E0}}.$$

3.2.3. Model matematyczny zlinearyzowany układu wzbudzenia ST2

Linearyzując równania (2.38) i (2.39) wokół ustalonego punktu pracy otrzymano równania stanu i równania wyjścia modelu zlinearyzowanego

$$\frac{d\Delta\bar{X}_R}{dt} = A_{RL}\Delta\bar{X}_R + B_{RZ}\Delta\bar{U}_{GZ} + B_{RG}\Delta\bar{U} + B_{RS}\Delta\bar{U}_S + B_{RF}\Delta\bar{I}_f + B_{RUM}\Delta\bar{U}_m + B_{RIM}\Delta\bar{I}_m, \quad (3.10)$$

$$\Delta\bar{U}_f = C_R\Delta\bar{X}_R, \quad (3.11)$$

gdzie $A_{RL} = A_R$ w równaniu (2.38),

$$B_{RF} = [0 \quad B_{RF2} \quad 0]^T,$$

$$B_{RUM} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ B_{RU1} & B_{RU2} \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad B_{RIM} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ B_{RI1} & B_{RI2} \\ 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$B_{RF2} = \frac{1}{T_{R2}}\frac{\partial f}{\partial \bar{I}_M}(\bar{I}_{M0})\bar{U}_{E0}\frac{\partial \bar{I}_M}{\partial \bar{I}_f}(\bar{U}_{E0}, \bar{I}_{f0}),$$

$$B_{RU1} = \frac{1}{T_{R2}}F_f(\bar{U}_{E0}, \bar{I}_{f0})\frac{\partial \bar{U}_E}{\partial \bar{U}_d}(\bar{U}_{d0}, \bar{U}_{q0}, \bar{I}_{d0}, \bar{I}_{q0}),$$

$$B_{RU2} = \frac{1}{T_{R2}}F_f(\bar{U}_{E0}, \bar{I}_{f0})\frac{\partial \bar{U}_E}{\partial \bar{U}_q}(\bar{U}_{d0}, \bar{U}_{q0}, \bar{I}_{d0}, \bar{I}_{q0}),$$

$$B_{RI1} = \frac{1}{T_{R2}}F_f(\bar{U}_{E0}, \bar{I}_{f0})\frac{\partial \bar{U}_E}{\partial \bar{I}_d}(\bar{U}_{d0}, \bar{U}_{q0}, \bar{I}_{d0}, \bar{I}_{q0}),$$

$$B_{RI2} = \frac{1}{T_{R2}}F_f(\bar{U}_{E0}, \bar{I}_{f0})\frac{\partial \bar{U}_E}{\partial \bar{I}_q}(\bar{U}_{d0}, \bar{U}_{q0}, \bar{I}_{d0}, \bar{I}_{q0}),$$

$$\frac{\partial \bar{U}_E}{\partial \bar{U}_d}(\bar{U}_{d0}, \bar{U}_{q0}, \bar{I}_{d0}, \bar{I}_{q0}) = \frac{k_u(k_u\bar{U}_{d0} - k_i\bar{I}_{q0})}{\bar{U}_{E0}},$$

$$\frac{\partial \bar{U}_E}{\partial \bar{U}_q}(\bar{U}_{d0}, \bar{U}_{q0}, \bar{I}_{d0}, \bar{I}_{q0}) = \frac{k_u(k_u\bar{U}_{q0} + k_i\bar{I}_{d0})}{\bar{U}_{E0}},$$

$$\frac{\partial \bar{U}_E}{\partial \bar{I}_d}(\bar{U}_{d0}, \bar{U}_{q0}, \bar{I}_{d0}, \bar{I}_{q0}) = \frac{k_i(k_u\bar{U}_{q0} + k_i\bar{I}_{d0})}{\bar{U}_{E0}},$$

$$\frac{\partial \bar{U}_E}{\partial \bar{I}_q}(\bar{U}_{d0}, \bar{U}_{q0}, \bar{I}_{d0}, \bar{I}_{q0}) = -\frac{k_i(k_u\bar{U}_{d0} - k_i\bar{I}_{q0})}{\bar{U}_{E0}},$$

$$\bar{U}_{E0} = \sqrt{(k_u\bar{U}_{d0} - k_i\bar{I}_{q0})^2 + (k_u\bar{U}_{q0} + k_i\bar{I}_{d0})^2},$$

natomiast wielkości \bar{I}_M , $f(\bar{I}_{M0})$, $F_f(\bar{U}_{E0}, \bar{I}_{f0})$, $\frac{\partial f}{\partial \bar{I}_M}$, $\frac{\partial f}{\partial \bar{U}_E}$, $\frac{\partial \bar{I}_M}{\partial \bar{I}_f}$ określone są tak, jak dla układu AC1.

3.3. Model matematyczny zlinearyzowany stabilizatora systemowego

Linearyzując równania (2.43), (2.44) i (2.45b) wokół ustalonego punktu pracy otrzymano dla stabilizatora systemowego równania stanu i równania wyjścia modelu zlinearyzowanego

$$\frac{d\Delta\bar{X}_S}{dt} = A_S\Delta\bar{X}_S + B_{S\omega}\Delta\bar{\omega} + B_{SP}\Delta\bar{P}, \quad (3.12)$$

$$\Delta\bar{U}_S = C_S\Delta\bar{X}_S + D_{S\omega}\Delta\bar{\omega} + D_{SP}\Delta\bar{P}, \quad (3.13)$$

gdzie $B_{S\omega} = k_{S\omega}B_S$, $B_{SP} = k_{SP}B_S$, $D_{S\omega} = k_{S\omega}D_S$, $D_{SP} = k_{SP}D_S$.

3.4. Modele matematyczne zlinearyzowane turbin i ich układów regulacji

Linearyzując równania (2.56) i (2.57) wokół ustalonego punktu pracy otrzymano równania stanu i równania wyjścia modelu zlinearyzowanego turbiny parowej i jej układu regulacji prędkości kątowej

$$\frac{d\Delta\bar{X}_T}{dt} = A_T \Delta\bar{X}_T + B_T \Delta\bar{\omega} + B_{TO} \Delta\bar{P}_0, \quad (3.14)$$

$$\Delta\bar{P}_m = C_T \Delta\bar{X}_T. \quad (3.15)$$

Linearyzując równania (2.63) i (2.64) otrzymano analogiczne zależności dla turbiny wodnej

$$\frac{d\Delta\bar{X}_T}{dt} = A_T \Delta\bar{X}_T + B_T \Delta\bar{\omega} + B_{TO} \Delta\bar{P}_0, \quad (3.16)$$

$$\Delta\bar{P}_m = C_T \Delta\bar{X}_T + D_{TO} \Delta\bar{P}_0. \quad (3.17)$$

3.5. Model matematyczny zlinearyzowany zespołu wytwórczego

Model matematyczny zlinearyzowany zespołu wytwórczego uzyskuje się poprzez połączenie zlinearyzowanych równań stanu i równań wielkości wyjściowych dla generatora synchronicznego, układu wzbudzenia z regulatorem napięcia, stabilizatora systemowego oraz turbiny z jej układem regulacji.

Ze zależności (3.3) + (3.17), (2.66) i (2.67) oraz ze zlinearyzowanej postaci równania (2.68)

$$\Delta M_m = \Delta P_m - P_{m0} \Delta \omega, \quad (3.18)$$

gdzie: $P_{m0} = M_{m0} = M_{e0}$, początkowa wartość mocy mechanicznej turbiny (w jednostkach względnych sieciowych), M_{m0}, M_{e0} - początkowa wartości momentu mechanicznego i momentu elektromagnetycznego generatora, ($M_{e0} = E'_{d0} I_{q0} + E''_{d0} I_{d0} - (X'_d - X''_d) I_{d0} I_{q0}$ dla modelu VI rzędu generatora oraz $M_{e0} = E'_{d0} I_{q0} + E'_{d0} I_{d0} - (X'_d - X''_d) I_{d0} I_{q0}$ dla modelu IV rzędu generatora), wyznaczono dla modelu zlinearyzowanego zespołu wytwórczego równania stanu i równania wyjścia

$$\frac{d\Delta X_{ZL}}{dt} = A_{ZL} \Delta X_{ZL} + B_{ZML} \Delta U_M + B_{ZZL} \Delta \bar{U}_{GZ} + B_{ZOL} \Delta \bar{P}_0, \quad (3.19)$$

$$\Delta I_M = C_{ZL} \Delta X_{ZL} - Y_{ML} \Delta U_M, \quad (3.20a)$$

$$\Delta M_e = C_{ZMeL} \Delta X_{ZL} + D_{ZMeL} \Delta U_M, \quad (3.20b)$$

$$\Delta P = C_{ZPL} \Delta X_{ZL} + D_{ZPL} \Delta U_M, \quad (3.20c)$$

$$\Delta \omega = C_{Z\omega L} \Delta X_{ZL}, \quad (3.20d)$$

gdzie $\Delta X_{ZL} = [\Delta X_{ML} \quad \Delta \bar{X}_R \quad \Delta \bar{X}_S \quad \Delta \bar{X}_T]^T$, $B_{ZZL} = [0 \quad B_{RZ} \quad 0 \quad 0]^T$,

$$B_{ZOL} = \left[\frac{1}{k_{wyr}} D_{TO} B_{MML} \quad 0 \quad 0 \quad B_{TO} \right]^T, \quad C_{ZL} = [C_{MIL} \quad 0 \quad 0 \quad 0],$$

$$C_{ZMeL} = [C_{MeL} \quad 0 \quad 0 \quad 0], \quad D_{ZMeL} = [D_{MeL} \quad 0 \quad 0 \quad 0],$$

$$C_{ZPL} = [C_{PL} \quad 0 \quad 0 \quad 0], \quad D_{ZPL} = [D_{PL} \quad 0 \quad 0 \quad 0], \quad C_{Z\omega L} = [C_{\omega L} \quad 0 \quad 0 \quad 0],$$

$$A_{ZL} =$$

$$\begin{bmatrix} A_{ML} + k_{wyr} D_{RF} B_{MF} C_{FL} - P_{m0} B_{MML} C_{\omega L} & B_{MF} C_R & 0 & \frac{1}{k_{wyr}} B_{MML} C_T \\ B_{RF} C_{FL} + k_{wyr} B_{RIM} t_{rL} C_{MIL} + B_{RS} (D_{S\omega} C_{\omega L} + k_{wyr} D_{SP} C_{PL}) & A_{RL} & B_{RS} C_S & 0 \\ B_{S\omega} C_{\omega L} + k_{wyr} B_{SP} C_{PL} & 0 & A_S & 0 \\ B_T C_{\omega L} & 0 & 0 & A_T \end{bmatrix}$$

$$B_{ZML} = \begin{bmatrix} B_{MUL} + k_{wyr} D_{RF} B_{MF} D_{FL} \\ B_{RG} D_{UL} + B_{RF} D_{FL} + B_{RUM} t_{rL} - k_{wyr} B_{RIM} t_{rL} Y_{ML} \\ k_{wyr} B_{SP} D_{PL} \\ 0 \end{bmatrix}$$

3.6. Model matematyczny zlinearyzowany systemu elektroenergetycznego jako połączenie modeli matematycznych zlinearyzowanych zespołów wytwórczych i sieci elektroenergetycznej

Model matematyczny zlinearyzowany systemu elektroenergetycznego otrzymano poprzez połączenie zlinearyzowanych modeli matematycznych wszystkich zespołów wytwórczych systemu z modelem matematycznym zlinearyzowanym zredukowanej sieci

elektroenergetycznej. Model matematyczny zredukowanej sieci elektroenergetycznej uzyskano poprzez linearyzację równania (2.96), doprowadzając je do postaci

$$\Delta I_{wr} = Y_{sr} \Delta U_{wr} . \quad (3.21)$$

Równania stanu oraz równania wyjścia wszystkich zespołów wytwórczych systemu elektroenergetycznego można przedstawić w postaci

$$\frac{d\Delta X_{wL}}{dt} = A_{wL} \Delta X_{wL} + B_{wML} \Delta U_{wM} + B_{wZL} \Delta U_{wGZ} + B_{wOL} \Delta P_{w0} , \quad (3.22)$$

$$\Delta I_{wM} = C_{wL} \Delta X_{wL} - Y_{wL} \Delta U_{wM} , \quad (3.23)$$

gdzie $\Delta X_{wL} = [\Delta X_{ZL1} \quad \Delta X_{ZL2} \quad \dots \quad \Delta X_{ZLi} \quad \dots \quad \Delta X_{ZLN}]^T$,

$$\Delta U_{wM} = [\Delta U_{M1} \quad \Delta U_{M2} \quad \dots \quad \Delta U_{Mi} \quad \dots \quad \Delta U_{MN}]^T ,$$

$$\Delta I_{wM} = [\Delta I_{M1} \quad \Delta I_{M2} \quad \dots \quad \Delta I_{Mi} \quad \dots \quad \Delta I_{MN}]^T ,$$

$$\Delta U_{wGZ} = [\Delta \bar{U}_{GZ1} \quad \Delta \bar{U}_{GZ2} \quad \dots \quad \Delta \bar{U}_{GZi} \quad \dots \quad \Delta \bar{U}_{GZN}]^T ,$$

$$\Delta P_{w0} = [\Delta \bar{P}_{01} \quad \Delta \bar{P}_{02} \quad \dots \quad \Delta \bar{P}_{0i} \quad \dots \quad \Delta \bar{P}_{0N}]^T ,$$

$$B_{wZL} = [B_{ZL1} \quad B_{ZL2} \quad \dots \quad B_{ZLi} \quad \dots \quad B_{ZLN}]^T ,$$

$$B_{wOL} = [B_{ZOL1} \quad B_{ZOL2} \quad \dots \quad B_{ZOLi} \quad \dots \quad B_{ZOLN}]^T ,$$

$A_{wL}, B_{wML}, C_{wL}, Y_{wL}$ - macierze diagonalne klatkowe, w których na przekątnej głównej występują macierze $A_{ZLi}, B_{ZMLi}, C_{ZLi}, Y_{MLi}$ (dla $i = 1+N$) odnoszące się do poszczególnych zespołów wytwórczych.

Obowiązują równania więzów analogiczne do występujących w równaniu (2.98)

$$\Delta I_{wr} = \Delta I_{wM} , \quad \Delta U_{wr} = \Delta U_{wM} . \quad (3.24)$$

Z równań (3.21), (3.22) i (3.24) wynika zależność określająca wektor napięć twornika generatorów synchronicznych

$$\Delta U_{wM} = (Y_{sr} + Y_{wL})^{-1} C_{wL} \Delta X_{wL} , \quad (3.25)$$

która po uwzględnieniu w równaniu (3.22) prowadzi do ogólnej postaci równania stanu zlinearyzowanego modelu systemu elektroenergetycznego

$$\frac{d\Delta X}{dt} = A \Delta X + B \Delta U , \quad (3.26)$$

gdzie: ΔX - wektor stanu systemu elektroenergetycznego, przy czym

$\Delta X = \Delta X_{wL}$, wektor wymuszeń $\Delta U = [\Delta U_{wGZ}, \quad \Delta P_{w0}]^T$, macierz stanu

$$A = A_{wL} + B_{wML} (Y_{sr} + Y_{wL})^{-1} C_{wL} , \quad (3.27)$$

macierz wymuszeń $B = [B_{wZL}, \quad B_{wOL}]$.

Równania stanu (3.26) można uzupełnić równaniem wyjścia

$$\Delta Y = C \Delta X , \quad (3.28)$$

gdzie: ΔY - wektor wielkości wyjściowych systemu elektroenergetycznego (moce czynne, bierne, napięcia węzłowe, prądy twornika oraz inne wielkości w poszczególnych zespołach wytwórczych), C - macierz wyjścia układu (macierz pozwalająca wyznaczyć wektor wyjścia przy znajomości wektora stanu).

4. WYZNACZENIE OPTIMALNEGO ROZMIESZCZENIA STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Stabilizatory systemowe mają za zadanie wymuszenie za pomocą regulatora napięcia dodatkowej składowej momentu elektromagnetycznego generatorów synchronicznych o charakterze momentu tłumiącego. W związku z tym oddziałują tłumiąco na kołysania elektromechaniczne wirników generatorów synchronicznych. Skuteczność tłumienia kołysań elektromechanicznych zależy wyraźnie od umiejscowienia stabilizatorów systemowych w rozległym systemie elektroenergetycznym. Badania prowadzące do optymalnego rozmieszczenia stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym przeprowadza się przy założeniu występowania małych zakłóceń stanu ustalonego, dla których obowiązuje zlinearyzowana postać równań stanu (3.26). Podstawowe informacje dotyczące charakteru przebiegów kołysaniowych i wielkości z nimi związanych w systemie elektroenergetycznym uzyskuje się poprzez rozwiązanie równania charakterystycznego

$$\det[A - \lambda I] = 0, \quad (4.1)$$

gdzie: λ – wartość własna macierzy stanu A , I – macierz jednostkowa.

Każdej wartości własnej λ_h ($h = 1, 2, \dots, m$, gdzie m - wymiar macierzy stanu) można przyporządkować prawostronny oraz lewostronny wektor własny. Przy pojedynczych wartościach własnych wektory te spełniają następujące zależności:

wektor własny prawostronny V_h

$$AV_h = \lambda_h V_h, \quad (4.2)$$

wektor własny lewostronny W_h

$$W_h^T A = W_h^T \lambda_h. \quad (4.3)$$

Równania (4.2) oraz (4.3) można zapisać zbiorczo w postaci:

$$AV = V \Lambda \quad (4.4)$$

i odpowiednio

$$W^T A = \Lambda W^T, \quad (4.5)$$

gdzie: V, W – macierze modalne prawostronne i lewostronne, których kolumnami są odpowiednio prawostronne i lewostronne wektory własne, Λ – macierz diagonalna, w której na przekątnej głównej umieszczone są wartości własne macierzy stanu.

Po dokonaniu normalizacji wektorów własnych ($W_h^T V_h = 1$) zachodzi równość:

$$V^{-1} = W^T. \quad (4.6)$$

Przy wielokrotnych wartościach własnych macierzy stanu A występuje macierz Λ_h w miejsce λ_h w równaniach (4.2) i (4.3) (nazywana blokiem Jordana) o wymiarze $m_h \times m_h$, przy czym m_h jest krotnością h -tej wartości własnej [33].

Przy założeniu tylko jednokrotnych wartości własnych przy znanych wektorach własnych można wyznaczyć macierz stanu z zależności (4.4), (4.5) i (4.6)

$$A = V \Lambda V^{-1}. \quad (4.7)$$

Po wprowadzeniu tej zależności do równania (3.26) otrzymuje się po przekształceniach

$$V^{-1} \frac{d\Delta X}{dt} = \Lambda V^{-1} \Delta X + V^{-1} B \Delta U. \quad (4.8)$$

Definiując nowy wektor stanu ΔZ oraz nową macierz sterowań zgodnie z następującymi zależnościami:

$$\Delta Z = V^{-1} \Delta X, \quad (4.9)$$

$$\Gamma = V^{-1} B = W^T B, \quad (4.10)$$

można zapisać równania (4.8), (3.26) i (3.28) w postaci:

$$\frac{d\Delta Z}{dt} = \Lambda \Delta Z + \Gamma \Delta U, \quad (4.11)$$

$$\Delta X = V \Delta Z, \quad (4.12)$$

$$\Delta Y = C V \Delta Z. \quad (4.13)$$

Równania (4.11), (4.12) i (4.13) są postacią kanoniczną Jordana równań stanu systemu elektroenergetycznego, a wektor ΔZ jest modalnym wektorem stanu systemu elektroenergetycznego.

Przy zadanym przebiegu czasowym wektora wymuszeń

$$\Delta U = \Delta U(t) = [\Delta U_1(t) \ \Delta U_2(t) \ \dots \ \Delta U_k(t) \ \dots \ \Delta U_p(t)]^T \quad (4.14)$$

i przyjęciu zerowego warunku początkowego dla wektora stanu ΔX uzyskuje się zależność określającą h -tą współrzędną wektora modalnego [75]

$$\Delta Z_h(t) = \int_{t_0}^t e^{-\lambda_h(t-\tau)} \sum_{i=1}^m W_{ih} \sum_{k=1}^p B_{ik} \Delta U_k(\tau) d\tau \quad (4.15)$$

(Mimo że w wyrażeniu (4.15) występują między innymi zespolone sprzężone wartości własne λ_h oraz odpowiadające im zespolone sprzężone elementy lewostronnych wektorów własnych W_{ih} , współrzędne wektora modalnego $\Delta Z_h(t)$ są rzeczywiste). Z przekształcenia (4.15) można z kolei wyznaczyć przebieg czasowy wybranej zmiennej stanu

$$\Delta X_i(t) = \sum_{h=1}^m V_{ih} \Delta Z_h(t) \quad (4.16)$$

i zmiennej wyjścia

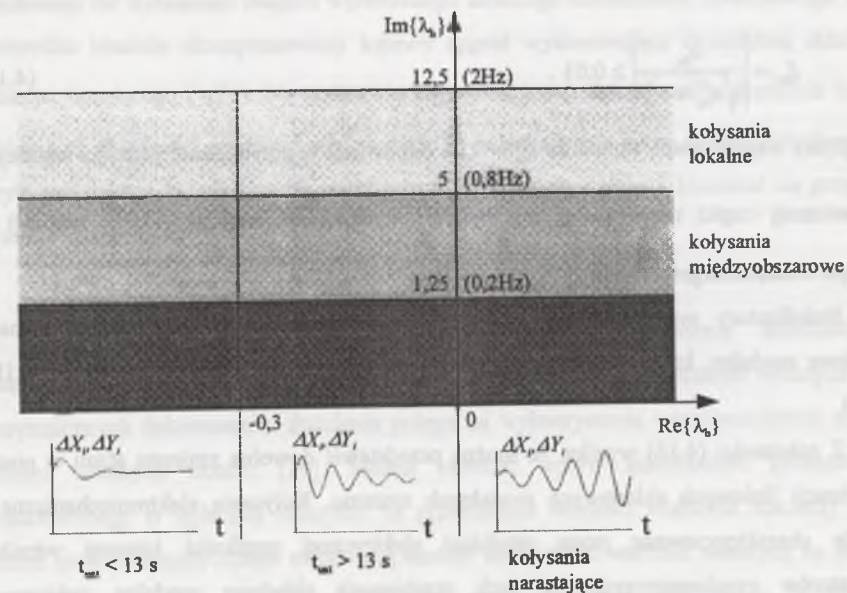
$$\Delta Y_j(t) = \sum_{i=1}^m C_{ji} \Delta X_i(t) \quad (4.17)$$

(Zmienne stanu $\Delta X_i(t)$ są rzeczywiste, mimo że w wyrażeniu (4.16) występują między innymi zespolone sprzężone elementy prawostronnych wektorów własnych V_{ih}).

Z przedstawionych rozwiązań równań stanu systemu elektroenergetycznego wynikają następujące wnioski:

1. Wartości własne λ_h macierzy stanu decydują o charakterze przebiegów czasowych h -tego modu, a więc również o charakterze przebiegów czasowych współrzędnych wektora stanu i wektora wyjścia. W przypadku zespolonych wartości własnych $\lambda_h = \alpha_h + j\nu_h$ występują w przebiegach niestabilnych składowe oscylacyjne, przy czym część urojona ν_h określa ich częstotliwość kątową (pulsację), zaś część rzeczywista α_h określa ich tłumienie.
2. Przebieg niestabilny h - tej współrzędnej wektora modalnego $\Delta Z_h(t)$ zależy od wektora wymuszeń oraz od wartości współrzędnych W_{ih} lewostronnego wektora własnego W_h macierzy stanu systemu.
3. Przebieg niestabilny i - tej współrzędnej wektora stanu $\Delta X_i(t)$ jest kombinacją liniową wektora modalnego $\Delta Z(t)$, której współczynnikami są współrzędne V_{ih} prawostronnych wektorów własnych V_h macierzy stanu systemu.
4. Przebieg niestabilny j - tej współrzędnej wektora wyjścia $\Delta Y_j(t)$ jest kombinacją liniową wektora stanu $\Delta X(t)$, której współczynnikami są elementy macierzy wyjścia systemu C .

W przypadku kołysań elektromechanicznych decydujące znaczenie mają wartości własne związane z ruchem wirników zespołów wytwórczych (elektromechaniczne wartości własne). Są to zespolone sprzężone wartości własne o częściach urojonych odpowiadających w systemie elektroenergetycznym zwykle zakresowi częstotliwości (0,2÷2 Hz). Składowe modalne kołysań elektromechanicznych mogą zanikać w czasie z różną prędkością, mogą również narastać w czasie (dla $\text{Re}\{\lambda_h\} > 0$) w zależności od składowej rzeczywistej wartości własnych. Przy dodatnich składowych rzeczywistych wartości własnych oznacza to utratę stabilności lokalnej (statycznej) systemu dla małych zakłóceń. Na rys. 4.1 zaznaczono na płaszczyźnie liczb zespolonych przedziały części (składowej) rzeczywistej elektromechanicznych wartości własnych. Można orientacyjnie ocenić [53, 56], że zadowalająco szybkie zanikanie kołysań elektromechanicznych w systemie uzyskuje się, jeśli części rzeczywiste wartości własnych są mniejsze od $-0,3$ (jest to wielkość umowna, szacunkowa). Wielkości tej odpowiada czas ustalania się przebiegów $t_{ust} < 13$ s.



Rys. 4.1. Wpływ elektromechanicznych wartości własnych na tłumienie kołysań w systemie elektroenergetycznym

Fig. 4.1. Influence of electromechanical eigenvalues on the swing damping in the power system

Zadaniem stabilizatorów systemowych jest spowodowanie lepszego wytłumienia kołysań wirników generatorów synchronicznych przez możliwie duże przesunięcie krytycznych elektromechanicznych wartości własnych w lewo na płaszczyźnie liczb zespolonych (przy czym jako krytyczne wartości własne określane są tu umownie wartości własne o największych częściach rzeczywistych), bez pogorszenia przebiegów czasowych napięć węzłowych w systemie elektroenergetycznym. Ostatecznie po wprowadzeniu stabilizatorów systemowych do systemu elektroenergetycznego powinny obowiązywać następujące warunki kryterialne:

– części rzeczywiste wszystkich elektromechanicznych wartości własnych $\lambda_{hz} = \alpha_{hz} \pm j\nu_{hz}$ powinny spełniać nierówność

$$\alpha_{hz} \leq -0,3 \frac{1}{s}, \quad (4.18)$$

– względny współczynnik tłumienia wszystkich elektromechanicznych wartości własnych powinien spełniać nierówność

$$\xi_{hz} = \left| \frac{\alpha_{hz}}{\sqrt{\alpha_{hz}^2 + \nu_{hz}^2}} \right| \geq 0,03. \quad (4.19)$$

(Względny współczynnik tłumienia $\xi_{hz} = 0,03$ odpowiada w przybliżeniu wartości własnej λ_{hz} o granicznej części rzeczywistej $\alpha_{hz} = -0,3 \frac{1}{s}$ i części urojonej $\nu_{hz} = 10 \frac{1}{s}$ typowej dla systemu elektroenergetycznego).

Stabilizatory systemowe powinny oddziaływać tłumiąco przede wszystkim na te składowe modalne, które bez stabilizatorów systemowych nie spełniają kryteriów (4.18) i (4.19).

Z zależności (4.16) wynika, że można przedstawić dowolną zmienną stanu w postaci kombinacji liniowych składowych modalnych systemu. Kołysania elektromechaniczne są zwykle charakteryzowane przez przebiegi elektrycznej prędkości kątowej wirników generatorów synchronicznych. W tych przebiegach składowe modalne związane z elektromechanicznymi wartościami własnymi są umownie nazywane dominującymi składowymi modalnymi. Składowe prawostronnego wektora własnego V_h związanego z h -tą elektromechaniczną wartością własną odpowiadające elektrycznej prędkości kątowej są miarą udziału h -tej składowej modalnej w przebiegach nieustalonych prędkości kątowej wirników generatorów synchronicznych.

Szansę najskuteczniejszego tłumienia h -tej składowej modalnej stwarza zainstalowanie stabilizatora systemowego w regulatorze napięcia takiego zespołu wytwórczego, który cechuje się największą wartością modułu składowej (odpowiadającej prędkości kątowej tego zespołu wytwórczego) prawostronnego wektora własnego, związanego z wartością własną λ_h [20, 48]. W ten sposób można określić najbardziej celowe umiejscowienie stabilizatorów systemowych.

Alternatywnym sposobem oceny wpływu stabilizatora systemowego na tłumienie dominującej składowej modalnej jest posłużenie się logarymicznym dekrementem tłumienia, który dla wartości własnej $\lambda_h = \alpha_h \pm j\nu_h$ jest zdefiniowany zależnością:

$$\eta_h = \ln \left\{ 2\pi \frac{\alpha_h}{\nu_h} \right\}. \quad (4.20)$$

Dla dominującej składowej modalnej wyznacza się logarymiczne dekrementy tłumienia raz w warunkach wyłączonych stabilizatorów systemowych (η_h), a drugi raz w warunkach załączonego do wybranego zespołu wytwórczego idealnego stabilizatora systemowego, który wprowadza idealnie skompensowany kątowo sygnałysterowujący dodatkową składową momentu tłumiącego ($\eta_h^{(s)}$). Na podstawie logarymicznych dekrementów tłumienia każdej dominującej składowej modalnej można określić najodpowiedniejszy zespół wytwórczy, w którym jest celowe zainstalowanie stabilizatora systemowego. Należy kierować się przy tym wartością ekstremalną

$$|\eta_h^{(s)} - \eta_h| = \max. \quad (4.21)$$

Jeszcze inny sposób określenia optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych w systemie przy rezygnacji z badania prawostronnych wektorów własnych bądź logarymicznych dekrementów tłumienia polega na wykorzystaniu wrażliwościowej analizy wartości własnych układu [29]. Można określić wpływ stabilizatora systemowego zainstalowanego w wybranej maszynie na przesunięcie wartości własnych macierzy stanu systemu elektroenergetycznego za pomocą analizy wrażliwości wartości własnych na zmianę elementów macierzy stanu systemu, wywołaną przez włączenie stabilizatora. Wrażliwość wartości własnej λ_h na zmianę dowolnego parametru q wyraża równanie:

$$\frac{\partial \lambda_h}{\partial q} = \frac{\partial}{\partial q} (W_h^T A V_h) = W_h^T \frac{\partial A}{\partial q} V_h. \quad (4.22)$$

Jeśli zmiana parametru q powoduje zmianę jednego tylko elementu a_{ij} macierzy stanu A , otrzymuje się:

$$\frac{\partial \lambda_n}{\partial q} = (W_{ih} V_{ih}) \frac{\partial a_{ii}}{\partial q} = p_{ih} \frac{\partial a_{ii}}{\partial q}, \quad (4.23)$$

gdzie

$$p_{ih} = W_{ih} V_{ih} \quad (4.24)$$

oznacza czynnik udziału zmiennej stanu elektrycznej prędkości kątowej i -tego zespołu wytwórczego w h -tej składowej modalnej.

Czynnik udziału p_{ih} z zależności (4.24) jest iloczynem odpowiadających sobie składowych lewostronnego i prawostronnego wektora własnego. Wyraża on wrażliwość wartości własnej λ_n na zmianę elementu a_{ii} macierzy stanu A . Zmiana wartości elementu a_{ii} macierzy stanu A może być wywołana zastosowaniem w wybranym zespole wytwórczym stabilizatora idealnego (wprowadzający idealnie skompensowany kątowo sygnałysterowujący dodatkowy moment tłumiący). Właściwym miejscem zainstalowania stabilizatora systemowego z punktu widzenia wy tłumienia składowej modalnej związanej z krytyczną wartością własną w systemie elektroenergetycznym jest ten zespół wytwórczy, dla którego moduł zespolonego czynnika udziału jest największy.

Wszystkie trzy opisane wyżej sposoby określania optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych umożliwiają wskazanie tych zespołów wytwórczych, w których zastosowanie stabilizatora systemowego powoduje najskuteczniejsze tłumienie jednej składowej modalnej. Przez wprowadzenie analitycznego współczynnika sprzężenia C_{ij} dwóch zespołów wytwórczych można uwzględnić oddziaływanie stabilizatora systemowego również na pozostałe składowe modalne. Kołysaniowy współczynnik sprzężenia określono

$$C_{ij} = \sqrt{\sum_{h=1}^M |C_{ij(h)}|^2}, \quad (4.25)$$

gdzie: M – ilość elektromechanicznych wartości własnych, a współczynnik $C_{ij(h)}$ sprzężenia pary zespołów wytwórczych za pośrednictwem h -tego modu definiuje się jako średnią geometryczną wrażliwości h -tej elektromechanicznej wartości własnej dla i -tego i j -tego zespołu wytwórczego

$$C_{ij(h)}^2 = p_{ih} p_{jh}. \quad (4.26)$$

Współczynniki sprzężenia trzeba obliczyć dla wszystkich kombinacji par zespołów wytwórczych systemu elektroenergetycznego. Wskazane jest zastosowanie stabilizatora systemowego przynajmniej w jednym zespole wytwórczym z każdej takiej pary (i, j) , dla której wartość współczynnika sprzężenia C_{ij} jest największa.

Na podstawie wielokrotnych obliczeń numerycznych stwierdzono, że wyniki obliczeń optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych otrzymane metodami polegającymi na porównaniu składowych prawostronnych wektorów własnych, logarytmicznych dekrementów tłumienia, wrażliwości elektromechanicznych wartości własnych na oddziaływanie idealnych stabilizatorów oraz alternatywnie, metodą współczynników sprzężenia, pokrywają się w dużym stopniu [74, 76], ponieważ powtarzają się w obliczeniach te same zespoły wytwórcze, w których umieszczenie stabilizatorów systemowych okazuje się najkorzystniejsze.

Wobec porównywalnych wyników optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych staje się celowe porównanie numerycznej efektywności wymienionych metod. Najdłuższego czasu obliczeń wymaga metoda prawostronnych wektorów własnych, która zwykle stosowana jest łącznie z wyznaczaniem logarytmicznych dekrementów tłumienia. Długi czas obliczeń jest spowodowany koniecznością wielokrotnego powtarzania obliczeń wartości własnych i logarytmicznych dekrementów tłumienia po wprowadzeniu idealnego stabilizatora w kolejnych zespołach wytwórczych. Z kolei w metodzie współczynników sprzężenia jest konieczne obliczanie współczynników sprzężenia dla wszystkich kombinacji par zespołów wytwórczych. W związku z tym czas obliczeń jest również długi, w szczególności w przypadku dużych systemów elektroenergetycznych.

Najbardziej efektywna przy określaniu optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym okazała się metoda badania wrażliwości elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu systemu na oddziaływanie idealnych stabilizatorów wykorzystująca czynniki udziału.

Z doświadczeń obliczeniowych wynikają następujące wskazówki co do zespołów wytwórczych systemu elektroenergetycznego, w których instalowanie stabilizatorów systemowych okazuje się z reguły celowe:

- umiejscowienie stabilizatorów systemowych jest korzystne w tych zespołach wytwórczych, które mają co do modułu maksymalne czynniki udziału związane z elektromechanicznymi wartościami własnymi o częściach rzeczywistych większych od -0,3 (w szczególności o częściach rzeczywistych dodatnich);
- jeśli na wykresie czynników udziału odpowiadającym krytycznej wartości własnej (o części rzeczywistej większej od -0,3) można wyróżnić dwa lub kilka zespołów wytwórczych, dla których moduły czynników udziału są zbliżone i znacznie większe niż

dla pozostałych zespołów wytwórczych, do zainstalowania PSS celowy jest wybór jednego lub kilku z nich;

– powtarzanie się na histogramie maksymalnych modułów czynników udziału dla różnych krytycznych wartości własnych tych samych zespołów wytwórczych wskazuje na to, że stabilizatory systemowe tam zainstalowane będą miały duży wpływ na tłumienie kilku składowych modalnych. Takie zespoły wytwórcze są więc preferowane do zainstalowania stabilizatorów systemowych.

Przedstawiona metoda poszukiwania optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym jest uniwersalna, ponieważ nie zależy od części urojonej elektromechanicznych wartości własnych. W przypadku połączenia w jeden duży system elektroenergetyczny dwóch lub więcej uprzednio wyodrębnionych obszarów systemowych zawierających skupione zespoły wytwórcze dużej mocy powiązane wewnątrz wyodrębnionych obszarów stosunkowo małymi impedancjami pojawiają się zwykle charakterystyczne kołysania międzyobszarowe o małej częstotliwości, które odpowiadają elektromechanicznym wartościom własnym o małej części urojonej. Pojawianie się tych kołysań międzyobszarowych występuje w szczególności, gdy wydzielone obszary połączone są poprzez względnie duże impedancje. Można wyjaśnić zjawisko pojawiania się takich kołysań w sposób następujący: Grupę zespołów wytwórczych dużej mocy połączonych wewnątrz względnie małymi impedancjami można zastąpić zastępczym zespołem wytwórczym o odpowiednio dużej elektromechanicznej stałej czasowej (o dużym momencie bezwładności mas wirujących). Przy połączeniu takich uprzednio wyodrębnionych zespołów wytwórczych w jeden rozbudowany system elektroenergetyczny mogą wystąpić kołysania między tymi zastępczymi zespołami, przy czym częstotliwość ich będzie stosunkowo mała odpowiednio do dużych zastępczych momentów bezwładności mas wirujących.

Uwzględniając potrzebę wyodrębnienia wartości własnych o bardzo małych częściach urojonych, związanych z kołysaniami międzyobszarowymi, można przedstawić metodę wyznaczania optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych zastosować dla danego przedziału części urojonej elektromechanicznych wartości własnych $\nu \in \left[2\pi \cdot 0,2 \frac{1}{s}; 2\pi \cdot 0,8 \frac{1}{s} \right]$. (Elektromechaniczne wartości własne o częściach urojonych nie należących do wyżej wymienionego przedziału nie są wtedy brane pod uwagę). W tym przypadku można uzyskać inne optymalne umiejscowienie stabilizatorów systemowych przeznaczonych do tłumienia kołysań międzyobszarowych.

5. WYZNACZENIE ELEKTROMECHANICZNYCH WARTOŚCI WŁASNYCH I WEKTORÓW WŁASNYCH MACIERZY STANU SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Przy wyznaczaniu wartości własnych i wektorów własnych macierzy stanu rozbudowanego systemu elektroenergetycznego występują trudności spowodowane dużym rozmiarem macierzy stanu systemu (niekiedy większym niż 1000). W tym przypadku zawodzą algorytmy wykorzystywane powszechnie do wyznaczenia wartości własnych i wektorów własnych, wymagające zapamiętania całej macierzy stanu systemu w pamięci operacyjnej komputera (np. zawodzi już algorytm QR). Można wziąć pod uwagę, że w analizie kołysań elektromechanicznych w systemie elektroenergetycznym wystarcza znajomość nie wszystkich, lecz tylko elektromechanicznych wartości własnych (związanych z kołysaniami elektromechanicznymi). Liczba takich elektromechanicznych wartości własnych jest równa liczbie zespołów wytwórczych w rozpatrywanym systemie wielomaszynowym zmniejszonej o jeden.

Do wyznaczenia tych elektromechanicznych wartości własnych i odpowiadających im wektorów własnych można posłużyć się iteracyjnym algorytmem AESOPS (skrót angielskiej nazwy: Analysis of Essentially Spontaneous Oscillations in Power System) nie wymagającym uprzedniego wyznaczenia i przechowywania w pamięci komputera macierzy stanu o dużym wymiarze [11, 12, 37, 53, 56, 66].

W metoda noszącej nazwę AESOPS dla wybranego i -tego zespołu wytwórczego wykorzystuje się zlinearyzowane równanie ruchu mechanicznego wyrażone w postaci operatorowej

$$sT_{mi} \Delta \omega_i(s) = \Delta M_{mi}(s) - \Delta M_{ei}(s), \quad (5.1)$$

gdzie: T_{mi} , $\Delta \omega_i(s)$, $\Delta M_{mi}(s)$, $\Delta M_{ei}(s)$ - elektromechaniczna stała czasowa generatora, przyrosty prędkości kątowej, momentu mechanicznego i momentu elektromagnetycznego i -tego zespołu wytwórczego.

Moment elektromagnetyczny $\Delta M_{ei}(s)$, i -tego zespołu wytwórczego wyraża się poprzez operatorowe współczynniki momentu tłumiącego $D_i(s)$ i momentu synchronizującego $K_i(s)$

$$\Delta M_{ei}(s) = \left[K_i(s) \frac{\omega_N}{s} + D_i(s) \right] \Delta \omega_i(s), \quad (5.2)$$

a moment mechaniczny $\Delta M_{mi}(s)$ określa zależność:

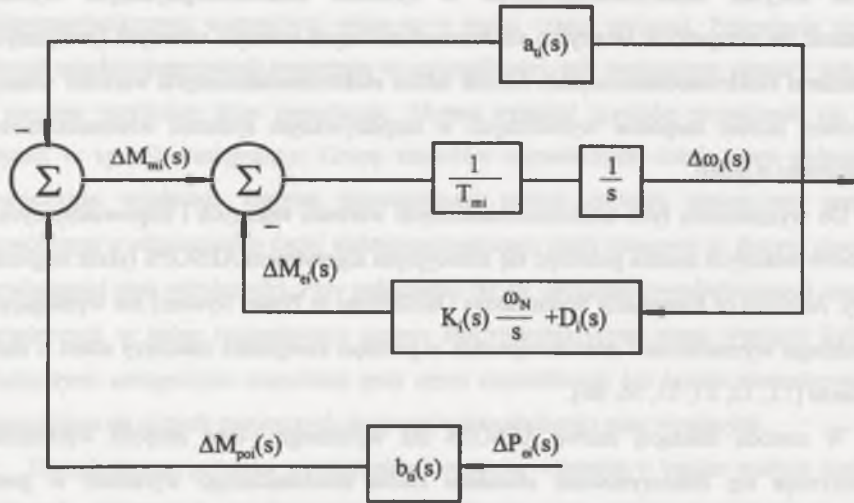
$$\Delta M_{mi}(s) = -a_n(s) \Delta \omega_i(s) + b_n(s) \Delta \bar{P}_{oi}(s), \quad (5.3)$$

gdzie: $\Delta \bar{P}_{oi}(s)$ - przyrost mocy zadanej turbiny, $a_n(s)$ i $b_n(s)$ transmitancje wynikające ze zlinearyzowanego modelu matematycznego turbiny parowej lub wodnej (równania (3.14)-(3.17)).

Z podstawienia wzorów (5.2) i (5.3) do (5.1) wynika

$$b_n(s) \Delta \bar{P}_{oi}(s) = \Delta M_{poi}(s) = \left[sT_{mi} + K_i(s) \frac{\omega_N}{s} + D_i(s) + a_n(s) \right] \Delta \omega_i(s), \quad (5.4)$$

gdzie: $\Delta M_{poi}(s)$ - przyrost składowej momentu mechanicznego sterowany przez moc zadaną turbiny. Z zależności (5.4) wynika schemat blokowy przepływu sygnałów pokazany na rys. 5.1.



Rys. 5.1. Schemat blokowy odtwarzający równanie ruchu i -tego zespołu wytwórczego (symbole wielkości w spisie oznaczeń)

Fig. 5.1. Block diagram representing the motion equation of the i -th generating

Z równania (5.4) wynika transmitancja operatorowa między prędkością kątową a składową momentu mechanicznego wysterowaną przez moc zadaną turbiny i -tego zespołu wytwórczego

$$\frac{\Delta \omega_i(s)}{\Delta M_{poi}(s)} = \frac{1}{sT_{mi} + K_i(s) \frac{\omega_N}{s} + D_i(s) + a_n(s)}. \quad (5.5)$$

Bieguny transmitancji (5.5) są jednocześnie wartościami własnymi systemu elektroenergetycznego i są określane jako pierwiastki równania algebraicznego

$$\Delta M_{poi}(s) = \left[sT_{mi} + K_i(s) \frac{\omega_N}{s} + D_i(s) + a_n(s) \right] \Delta \omega_i(s) = 0. \quad (5.6)$$

Najwygodniej jest przyjąć za wielkość wejściową $\Delta \omega_i(s) = 1$.

Mimo prostego formalnie zapisu wielomianu charakterystycznego ujętego w nawias kwadratowy we wzorze (5.6) komplikacja przy znalezieniu pierwiastków jest spowodowana aprioryczną nieznanymi współczynnikami operatorowych $D_i(s)$ i $K_i(s)$, które wynikają z oddziaływania wszystkich zespołów wytwórczych w systemie elektroenergetycznym. Miejsca zerowe wielomianu, czyli pierwiastki równania (5.6) wyznacza się iteracyjną metodą Newtona-Raphsona otrzymując w j -tej iteracji kolejne przybliżenie elektromechanicznej wartości własnej

$$s_{j+1} = s_j - J^{-1}(s_j) \Delta M_{poi}(s_j), \quad (5.7)$$

gdzie jacobian $J(s_j) = \left. \frac{\partial \Delta M_{poi}(s)}{\partial s} \right|_{s=s_j}$ określony jest zależnością

$$J(s_j) = \left[T_{mi} + \frac{\omega_N}{s} \cdot \frac{\partial K_i(s)}{\partial s} - \frac{\omega_N}{s^2} K_i(s) + \frac{\partial D_i(s)}{\partial s} + \frac{\partial a_n(s)}{\partial s} \right] \Delta \omega_i \Big|_{s=s_j}. \quad (5.8)$$

Mimo że miejsca zerowe wielomianu charakterystycznego zawartego w transmitancji (5.6) są jednakowe dla wszystkich zespołów wytwórczych, wyznaczenie wszystkich miejsc zerowych związanych z elektromechanicznymi wartościami własnymi macierzy stanu systemu wymaga uwzględnienia w obliczeniach transmitancji (5.6) kolejnych zespołów wytwórczych (dla $i=1, 2, \dots, N$). Jest to spowodowane tym, że składowe modalne poszczególnych elektromechanicznych wartości własnych interweniują w różnym stopniu w przebiegu czasowym składowej momentu mechanicznego ΔM_{poi} kolejnego zespołu wytwórczego. Niektóre z wyżej wymienionych składowych modalnych dla poszczególnego zespołu wytwórczego są znikome [36], co praktycznie uniemożliwia wyznaczenie związanych z nimi wartości własnych macierzy stanu systemu. (Na rys. 8.3 i 8.4. przedstawiono przykładowo dla dwóch różnych zespołów wytwórczych KSEE charakterystykę $\Delta M_{poi}(s)$ składowej momentu

mechanicznego od argumentu zespolonego $s = \text{Re}(s) + j\text{Im}(s)$ przy założeniu zakłócenia $\Delta\omega_i(s) = 1$. Przy wykorzystaniu metody Newtona-Raphsona dostępne są obliczeniowo tylko te wartości własne, czyli miejsca zerowe funkcji $\Delta M_{poi} = f(s)$, którym odpowiadają na rysunkach analizowanej funkcji charakterystyczne „wyostżenia” w kierunku zera $\Delta M_{poi} = 0$.

W celu wyznaczenia wszystkich elektromechanicznych wartości własnych trzeba podczas obliczeń zmieniać odpowiednio punkty startowe algorytmu Newtona-Raphsona np. wychodząc z zakresu $s_{j=0} = 0 + j\nu$, $\nu = 2\pi f$, $f = (0,2 \div 2 \text{ Hz})$. Dla takiego zakresu małych częstotliwości można przyjąć uproszczenia:

$$\frac{D_i(s)}{s} \approx \frac{a_{ii}(s)}{s} \approx \frac{\partial D_i(s)}{\partial s} \approx \frac{\partial K_i(s)}{\partial s} \approx \frac{\partial a_{ii}(s)}{\partial s} \approx 0. \quad (5.9)$$

Przy uwzględnieniu uproszczeń (5.9) oraz wynikającej z wzoru (5.6) zależności

$$\frac{\omega_N}{s^2} K_i(s) = -\left(T_{mi} + \frac{D_i(s)}{s} + \frac{a_{ii}(s)}{s}\right) \approx -T_{mi} \quad (5.10)$$

jakobian (5.8) upraszcza się do postaci

$$J(s) = 2T_{mi} \Delta\omega_i(s). \quad (5.11)$$

W analizie układu wielomaszynowego trzeba uściślić zależność (5.11), przez wprowadzenie zastępczej elektromechanicznej stałej czasowej $T_{mz}(s)$ reprezentującej wszystkie zespoły wytwórcze. W tej metodzie wartość $T_{mz}(s)$ otrzymuje się z równań przyrostu energii kinetycznej dla całego systemu wyrażoną jako sumę przyrostów energii kinetycznych wszystkich zespołów wytwórczych

$$T_{mz}(s = s_j) = \sum_{k=1}^n \frac{T_{mk} |\Delta\omega_k(s_j)|^2}{\Delta\omega_i^2(s_j)}. \quad (5.12)$$

Poprawioną postać jakobianu określa zależność

$$J(s) = 2T_{mz}(s) \Delta\omega_i(s). \quad (5.13)$$

Z równań (5.7) i (5.12) wynika, że w celu iteracyjnego wyznaczenia elektromechanicznych wartości własnych, w każdym kroku obliczeń konieczna jest znajomość składowej momentu mechanicznego $\Delta M_{poi}(s)$ i -tego zespołu wytwórczego, w którym wymuszony został przyrost prędkości kątowej $\Delta\omega_i(s) = 1$, oraz znajomość prędkości kątowych $\Delta\omega_k(s)$ pozostałych zespołów wytwórczych systemu (przy czym $\Delta M_{poi}(s) = 0$ oraz $\Delta \bar{P}_{oi}(s) = 0$ dla $k \neq i$). Wielkości te można wyznaczyć dla poszczególnych zespołów wytwórczych ze zlinearyzowanych równań stanu zespołu wytwórczego (3.19) i (3.20).

W celu wyznaczenia wyżej wymienionych wielkości przedstawiono zlinearyzowane równanie stanu i -tego zespołu wytwórczego w postaci operatorowej zmieniając kolejność zmiennych stanu w wektorze stanu $\Delta X_{Zi}(s)$. Wyodrębniono zmienne stanu związane z ruchem wirnika generatora synchronicznego ($\Delta\omega_i(s), \Delta\delta_i(s)$) przez umieszczenie ich w ostatnich wierszach kolumnowej macierzy wektora stanu zespołu wytwórczego. Założono ponadto, że odchyłki wartości zadanej regulatora napięcia dla wszystkich zespołów wytwórczych są równe zero $\Delta \bar{U}_{Gzi}(s) = 0$. W konsekwencji otrzymano następujące równanie operatorowe

$$s\Delta X_{Zki}(s) = A_{Zki}\Delta X_{Zki}(s) + B_{ZMki}\Delta U_{Mi}(s) + B_{ZOki}\Delta \bar{P}_{oi}(s), \quad (5.14)$$

gdzie $\Delta X_{Zki}(s) = [\Delta X_{Zli}(s) \quad \Delta\omega_i(s) \quad \Delta\delta_i(s)]^T$, $B_{ZMki} = [B_{ZMli} \quad B_{\omega Mi} \quad 0]^T$,

$$A_{Zki} = \begin{bmatrix} A_{Zli} & A_{Z\omega i} & A_{Z\delta i} \\ A_{\omega i} & a_{\omega i} & a_{\delta i} \\ 0 & \omega_N & 0 \end{bmatrix}, \quad B_{ZOki} = [B_{ZOli} \quad b_{\omega Oi} \quad 0]^T,$$

$A_{Zli}, A_{Z\omega i}, A_{Z\delta i}, A_{\omega i}, a_{\omega i}, a_{\delta i}, B_{ZMli}, B_{\omega Mi}, B_{ZOli}, b_{\omega Oi}$ - macierze i współczynniki wynikające z macierzy $A_{ZLi}, B_{ZMLi}, B_{ZOLi}$ zawartych w zależności (3.19).

Z równania (5.14) wynikają zależności dla i -tego zespołu wytwórczego, w którym wymuszony został przyrost prędkości

$$\Delta X_{Zli}(s) = G_{X\omega i}(s)\Delta\omega_i(s) + G_{XUi}(s)\Delta U_{Mi}(s), \quad (5.15)$$

$$\Delta \bar{P}_{oi}(s) = G_{P\omega i}(s)\Delta\omega_i(s) + G_{PUi}(s)\Delta U_{Mi}(s), \quad (5.16)$$

gdzie

$$G_{X\omega i}(s) = \left(sI - A_{Zli} + \frac{1}{b_{\omega Oi}} B_{ZOli} A_{\omega i}\right)^{-1} \left[A_{Z\omega i} + A_{Z\delta i} \frac{\omega_N}{s} + \frac{1}{b_{\omega Oi}} B_{ZOli} \left(s - a_{\omega i} - a_{\delta i} \frac{\omega_N}{s} \right) \right],$$

$$G_{XUi}(s) = \left(sI - A_{Zli} + \frac{1}{b_{\omega Oi}} B_{ZOli} A_{\omega i}\right)^{-1} \left[B_{ZMli} - \frac{1}{b_{\omega Oi}} B_{ZOli} B_{\omega Mi} \right],$$

$$G_{P\omega i}(s) = \left[\frac{1}{b_{\omega Oi}} \left(s - a_{\omega i} - a_{\delta i} \frac{\omega_N}{s} \right) - A_{\omega i} G_{X\omega i}(s) \right], \quad G_{PUi}(s) = \left[-\frac{1}{b_{\omega Oi}} B_{\omega Mi} - A_{\omega i} G_{XUi}(s) \right],$$

a dla pozostałych zespołów wytwórczych dla $k \neq i$

$$\Delta X_{Zkk}(s) = (sI - A_{Zkk})^{-1} B_{ZMkk} \Delta U_{Mk}(s). \quad (5.17)$$

Równania (5.16) i (5.17) wykazują, że do wyznaczenia mocy zadanej turbiny i -tego zespołu wytwórczego z wymuszonym przyrostem prędkości kątowej o postaci $\Delta\omega_i(s) = 1$, oraz

prędkości kątowych pozostałych zespołów wytwórczych (zawartych w wektorze $\Delta X_{Zk}(s)$) jest konieczna znajomość napięć $\Delta U_{Ml}(s)$ wszystkich zespołów wytwórczych dla $l = 1 \div N$. Przez napięcia te wszystkie zespoły wytwórcze systemu elektroenergetycznego oddziałują na i -ty zespół wytwórczy opisany analizowanym równaniem (5.6) wpływając na wyznaczone elektromechaniczne wartości własne. Napięcia te wyznacza się łącząc odpowiednio równania napięciowo-prądowe zespołów wytwórczych z równaniami zredukowanej sieci elektroenergetycznej.

Drogą analogicznego przestawienia zmiennych stanu jak w równaniu (5.14) przekształcono również zależność (3.20a), otrzymując w wyniku równanie operatorowe wiążące prądy twornika generatora ze zmiennymi stanu zespołu wytwórczego i napięciami twornika generatora

$$\Delta I_{Mi}(s) = C_{Zki} \Delta X_{Zki}(s) - Y_{MLi} \Delta U_{Mi}(s), \quad (5.18)$$

gdzie $C_{Zki} = \begin{bmatrix} C_{Zki} & 0 & C_{\bar{a}} \end{bmatrix}$, C_{Zki} , $C_{\bar{a}}$ - podmacierze macierzy C_{ZLi} z wyrażenia (3.20a).

Po wstawieniu wzoru (5.15) lub (5.17) do równania (5.18) otrzymano zależności

$$\Delta I_{Mi}(s) = -Y_{M(1)i}(s) \Delta U_{Mi}(s) + \Delta I_{ai}(s) \quad \text{dla } k = i, \quad (5.19)$$

$$\Delta I_{Mk}(s) = -Y_{M(2)k}(s) \Delta U_{Mk}(s) \quad \text{dla } k \neq i, \quad (5.20)$$

gdzie $Y_{M(1)i}(s) = Y_{MLi} - C_{Zki} G_{XUi}(s), \quad (5.21)$

$$Y_{M(2)k}(s) = Y_{MLk} - C_{Zkk} (sI - A_{Zkk})^{-1} B_{ZMkk}, \quad (5.22)$$

$$\Delta I_{wi}(s) = \left(C_{Zki} G_{Xai}(s) + C_{\bar{a}} \frac{\omega_N}{s} \right) \Delta \omega_i(s). \quad (5.23)$$

Z kolei przez połączenie ze sobą równań (5.19) i (5.20) wszystkich zespołów wytwórczych z operatorowym równaniem zredukowanej sieci elektroenergetycznej

$$\Delta I_{wM}(s) = Y_w \Delta U_{wM}(s) \quad (5.24)$$

otrzymuje się zależność pozwalającą wyznaczyć wartości napięć wszystkich zespołów wytwórczych

$$\Delta U_{wM}(s) = \left(Y_{w(12)}(s) + Y_w \right)^{-1} \Delta I_{wv}(s), \quad (5.25)$$

gdzie $\Delta I_{wv}(s) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \dots & \Delta I_{wi}(s) & \dots & 0 \end{bmatrix}^T,$

$$Y_{w(12)}(s) = \begin{bmatrix} Y_{M(2)1}(s) & & & & & \\ & Y_{M(2)2}(s) & & & & \\ & & \dots & & & \\ & & & & (0) & \\ & & & & Y_{M(1)i}(s) & \\ & & & (0) & & \dots \\ & & & & & & Y_{M(2)N}(s) \end{bmatrix}.$$

Przez wykorzystanie zależności (5.25) można zatem wyznaczyć napięcia wszystkich zespołów wytwórczych w każdej iteracji (5.7) algorytmu Newtona-Raphsona, a następnie wyznaczyć zmienne stanu z zależności (5.17), wśród nich prędkości kątowe niezakłóconych zespołów wytwórczych, a z zależności (5.16) moc zadaną turbinę zakłóconego zespołu wytwórczego $\Delta \bar{P}_{\alpha}(s)$. Ostatecznie składową momentu mechanicznego $\Delta M_{poi}(s)$ i -tego zespołu wytwórczego, w którym założono przyrost prędkości kątowej, wyznacza się ze zlinearyzowanych równań stanu i równań na wielkości wyjściowe turbiny parowej lub wodnej (3.14÷3.17)

$$\Delta M_{poi}(s) = b_{\alpha}(s) \Delta \bar{P}_{\alpha}(s), \quad (5.26)$$

gdzie $b_{\alpha}(s) = \frac{1}{k_{wpr}} \left(D_{T\alpha} + C_T (sI - A_T)^{-1} B_{T\alpha} \right).$

Przedstawiona wyżej droga postępowania pozwala określić wszystkie elementy algorytmu iteracyjnego Newtona-Raphsona.

Algorytm iteracyjny wychodzący z równania (5.7) jest wykonywany wielokrotnie każdorazowo przy wprowadzeniu zakłócenia do różnych zespołów wytwórczych i przy wyborze różnych punktów startowych. W każdej iteracji algorytmu Newtona-Raphsona wykorzystuje się zależności (5.20) i (5.22) dla wszystkich niezakłóconych zespołów wytwórczych. W związku z tym staje się celowe usprawnienie procedury obliczania tych zależności zmierzające do skrócenia czasu obliczeń. I tak korzystając z zależności (4.7) przekształcono macierz stanu zespołu wytwórczego A_{Zkk} występującą w równaniu (5.22) do postaci

$$A_{Zkk} = V_{Zk} \Lambda_{Zk} W_{Zk}^T, \quad (5.27)$$

gdzie V_{Zk}, W_{Zk} - macierze prawostronnych i lewostronnych wektorów własnych macierzy

$$A_{Zkk}, \Lambda_{Zk} = \text{diag} \left[\lambda_{1k} \quad \lambda_{2k} \quad \dots \quad \lambda_{ik} \quad \dots \quad \lambda_{M_k k} \right], \lambda_{ik}, M_k - \text{wartość własna i wymiar macierzy}$$

A_{Zkk} .

Przy wykorzystaniu wzoru (5.27) zależność (5.22) przyjmuje postać

$$Y_{M(2)k}(s) = Y_{MLk} - C_{Zk}^V \Gamma_{Zk}(s) B_{Zk}^W, \quad (5.28)$$

$$\text{gdzie } C_{Zk}^V = C_{Zk} V_{Zk}, \quad B_{Zk}^W = W_{Zk}^T B_{ZMKk}, \quad \Gamma_{Zk}(s) = \text{diag} \left[\frac{1}{s - \lambda_{1k}} \quad \frac{1}{s - \lambda_{2k}} \quad \dots \quad \frac{1}{s - \lambda_{Mk}} \right].$$

W całym procesie obliczeniowym macierze C_{Zk}^V , B_{Zk}^W są niezmiennie i wystarczy tylko jeden raz wyznaczyć ich elementy. Czas obliczeń wyrażenia (5.28) jest kilkakrotnie krótszy od czasu obliczeń wyrażenia (5.22).

Elektromechaniczne wartości własne λ_h są jednocześnie miejscami zerowymi wielomianu charakterystycznego zawartego w transmitancji (5.6). W związku z tym dla każdej wartości własnej λ_h zależność

$$\Delta M_{poi}(s = \lambda_h) = 0 \quad (5.29a)$$

obowiązuje dla wszystkich zespołów wytwórczych systemu (dla $i = 1+N$). Z zależności (5.29a) oraz (5.26) wynika, że dla $s = \lambda_h$ wektor mocy zadanych turbin wszystkich zespołów wytwórczych $\Delta P_{w0}(s = \lambda_h)$ jest wektorem zerowym. Uwzględnivszy, że w tym rozdziale założono zerowe wartości odchyłek napięć zadanych regulatorów napięcia we wszystkich zespołach wytwórczych ($\Delta U_{wGZ}(s) = 0$) otrzymuje się wektor wymuszeń systemu elektroenergetycznego z równania (3.26)

$$\Delta U(s = \lambda_h) = \left[\Delta U_{wGZ}(s = \lambda_h), \Delta P_{w0}(s = \lambda_h) \right]^T = \mathbf{0}. \quad (5.29b)$$

Równanie (3.26) przyjmuje ostatecznie postać

$$(\lambda_h I - A) \Delta X(s = \lambda_h) = \mathbf{0}, \quad (5.29c)$$

z której wynika, że wektor stanu $\Delta X(s = \lambda_h)$ jest jednocześnie wektorem własnym prawostronnym macierzy stanu A , odpowiadającym wartości własnej λ_h . Po transpozycji macierzy stanu A lewostronny wektor własny spełnia równanie (5.29c). Przy wyznaczeniu lewostronnego wektora własnego powtarza się obliczenia dla transponowanych macierzy w równaniach (5.14) i (5.18), które odnoszą się do kolejnych zespołów wytwórczych.

Jeśli pominie się oddziaływanie turbin przy małych zakłóceniach (jak uczyniono to w większości dotychczasowych analiz znanych z publikacji naukowych [11, 12, 37, 66]), elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu systemu elektroenergetycznego są zerami transmitancji $\Delta M_{mi}(s) / \Delta \omega_i(s)$.

Istnieją alternatywne algorytmy służące do wyznaczenia elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu systemu elektroenergetycznego. Polegają one na modyfikacjach podstawowego powyżej opisanego algorytmu AESOPS. Opis tych zmodyfikowanych algorytmów przedstawiono w załączniku Z2. Z porównania poszczególnych algorytmów AESOPS i jego modyfikacji wynika, że modyfikacje algorytmu podstawowego charakteryzują się lepszą zbieżnością (przy mniejszej ilości iteracji). Zwiększa się tu jednak znacznie czas wykonywania jednej iteracji i w konsekwencji otrzymuje się z kolei mniejszą efektywność numeryczną algorytmów zmodyfikowanych, niż przy zastosowaniu podstawowego algorytmu AESOPS.

6. WYZNACZENIE PARAMETRÓW STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH PRZY UWZGLĘDNIENIU MAŁYCH ZAKŁÓCEŃ W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

6.1. Metoda wyznaczania parametrów stabilizatorów systemowych przy małych zakłóceniach

Podstawowym zadaniem stabilizatorów systemowych jest wymuszenie przez układ regulacji wzbudzenia dodatkowej składowej momentu elektromagnetycznego w generatorze synchronicznym. W zakresie częstotliwości kołysań elektromechanicznych (0,2÷2,0 Hz) składowa ta ma mieć charakter momentu tłumiącego, czyli momentu proporcjonalnego do odchyłki prędkości kątowej wirnika generatora synchronicznego. Naturalnym sygnałem wejściowym stabilizatora systemowego jest sygnał proporcjonalny do odchyłek prędkości kątowej generatora synchronicznego od wartości ustalonej (według podziału przedstawionego w rozdz. 2.5 jest to typ_{st} = 1). Alternatywnym rodzajem sygnału wejściowego stabilizatora systemowego jest sygnał proporcjonalny do odchyłek mocy czynnej generatora synchronicznego (według podziału przedstawionego w rozdz. 2.5 jest to typ_{st} = 2). Równanie ruchu *i*-tego zespołu wytwórczego określa zależność operatorową (5.1). Przy założeniu przybliżonych relacji odnoszących się do względnych wielkości momentów i mocy czynnych

$$\Delta M_{mi}(s) \approx \Delta P_{mi}(s), \quad \Delta M_{ei}(s) \approx \Delta P_i(s) \quad (6.1)$$

równanie (5.1) przyjmuje postać

$$sT_{mi} \Delta \omega_i(s) \approx \Delta P_{mi}(s) - \Delta P_i(s). \quad (6.2)$$

W szczególnym przypadku, przy założeniu stałości mocy mechanicznej turbiny ($\Delta P_{mi}(s) = 0$), równanie (6.2) upraszcza się do postaci

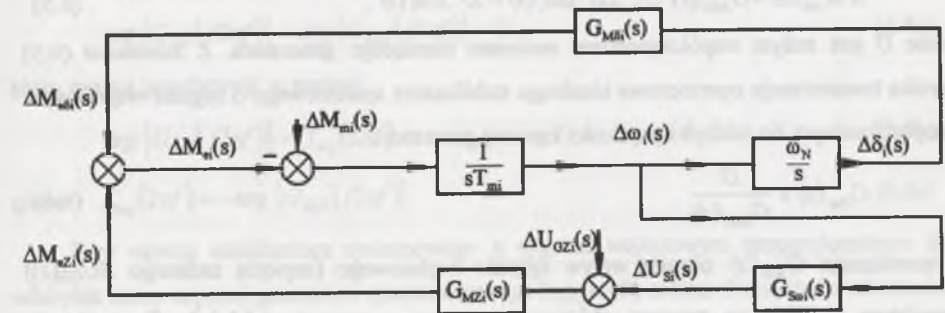
$$sT_{mi} \Delta \omega_i(s) \approx -\Delta P_i(s) \quad (6.3)$$

wiążącej ze sobą wielkości wejściowe różnych rodzajów stabilizatorów systemowych.

Biorąc pod uwagę dwa przedstawione w rozdz. 2.5 rozwiązania techniczne stabilizatorów systemowych (różne sygnały wejściowe), wyróżniono dwie ich transmitancje:

- transmitancję operatorową stabilizatorów systemowych $G_{S\omega}(s)$, dla których sygnałem wejściowym jest odchyłka prędkości kątowej generatora,
- transmitancję operatorową stabilizatorów systemowych $G_{SP}(s)$, dla których sygnałem wejściowym jest odchyłka mocy czynnej generatora.

Transmitancja operatorowa stabilizatora systemowego wynika z wyodrębnienia składowych momentu elektromagnetycznego generatora w zespole wytwórczym. Na rys. 6.1 przedstawiono schemat blokowy generatora synchronicznego w systemie elektroenergetycznym, którego regulator napięcia jest wyposażony w stabilizator systemowy z wyodrębnieniem na tym schemacie poszczególnych składowych momentu elektromagnetycznego. Założono tu, że stabilizator systemowy ma sygnał wejściowy proporcjonalny do odchyłki prędkości kątowej.



Rys. 6.1. Schemat blokowy określający składowe momentu elektromagnetycznego generatora synchronicznego (symbole wielkości w spisie oznaczeń)

Fig. 6.1. The signal diagram of electromagnetic torque components of the synchronous generator

Moment elektromagnetyczny ma w schemacie na rys. 6.1 dwie składowe uzależnione od zmiany prędkości kątowej wirnika $\Delta \omega_i(s)$:

- składową $\Delta M_{e\delta}(s)$, związaną ze zmianą kąta obciążenia generatora $\Delta \delta(s)$ i transmitancją $G_{M\delta}(s)$,
- składową $\Delta M_{e\omega}(s)$, związaną z działaniem stabilizatora systemowego poprzez regulator napięcia i transmitancją $G_{M\omega}(s) = G_{Mz}(s) \cdot G_{So}(s)$.

Transmitancje $G_{M\delta}(s)$ i $G_{Mzi}(s)$ określa się tu w postaci

$$G_{M\delta}(s) = \frac{\Delta M_{ei}(s)}{\Delta \delta_i(s)}, \quad (6.4a)$$

$$G_{Mzi}(s) = \frac{\Delta M_{ei}(s)}{\Delta U_{Gzi}(s)} \quad (6.4b)$$

w warunkach wyłączenia stabilizatora systemowego i przy założeniu nieskończenie dużej wartości elektromechanicznej stałej czasowej (co odpowiada nieskończonej wartości momentu bezwładności) generatora synchronicznego. Odpowiada to odcięciu sygnałów sterujących pomiędzy momentem elektromagnetycznym a prędkością kątową generatora na schemacie blokowym z rys. 6.1.

Przyjęto, że składowa momentu elektromagnetycznego wysterowana przez stabilizator systemowy dla zakresu częstotliwości kołysań elektromechanicznych lokalnych i międzyobszarowych [15, 16, 21, 26, 27, 30, 38, 39] określona jest zależnością:

$$\Delta M_{ezi}(s) = G_{Mzi}(s) \cdot G_{Sai}(s) \cdot \Delta \omega_i(s) = D \cdot \Delta \omega_i(s), \quad (6.5)$$

gdzie D jest stałym współczynnikiem momentu tłumiącego generatora. Z zależności (6.5) wynika transmitancja operatorowa idealnego stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłki prędkości kątowej generatora

$$G_{Sai}(s) = \frac{D}{G_{Mzi}(s)}. \quad (6.6)$$

Transmitancja $G_{Mzi}(s)$ określa wpływ sygnału wejściowego (napięcia zadanego $\Delta U_{Gzi}(s)$) regulatora napięcia na moment elektromagnetyczny generatora $\Delta M_{ei}(s)$. Transmitancję $G_{Mzi}(s)$ (obliczoną szczegółowo w rozdz. 6.2) można aproksymować za pomocą zależności

$$G_{Mzi}(s) = \frac{k}{as^2 + bs + 1}. \quad (6.7)$$

Jak wynika z wzorów (6.6) i (6.7), transmitancje operatorowe stabilizatorów powinny w idealnym przypadku zawierać bezinercyjne człony różniczkujące, a nawet idealne człony dwukrotnego różniczkowania. Idealne człony różniczkujące są niemożliwe do zrealizowania i przybliża się je za pomocą kilku połączonych kaskadowo członów korekcyjnych o postaci transmitancji $\frac{1+sT_{SI}}{1+sT_S}$ (nazwanych łącznie korektorem stabilizatora systemowego) i realnego

inercyjnego członu różniczkującego o transmitancji $\frac{sT_S}{1+sT_S}$ przy uwzględnieniu

współczynnika wzmocnienia stabilizatora systemowego k_S . Ostatecznie otrzymuje się postać

(2.42) transmitancji stabilizatora systemowego podaną w rozdz. 2.5. Można dokonać takiego przybliżenia w ograniczonym paśmie częstotliwości (odpowiadającym kołysaniom elektromechanicznym) poprzez odpowiedni dobór stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego wpływających na kąt fazowy (argument) analizowanych transmitancji. (Te stałe czasowe można określić jako stałe czasowe przyspieszające, znajdujące się w liczniku, i stałe czasowe opóźniające w mianowniku korektora stabilizatora systemowego).

Dobór nastawialnych wartości stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego określa się zgodnie z częstotliwościową charakterystyką kąta fazowego transmitancji $G_{Mzi}(s=j2\pi f)$. Kąt fazowy transmitancji stabilizatora systemowego $G_{Sai}(j2\pi f)$ według wzoru (6.6) w zakresie częstotliwości kołysań elektromechanicznych (0,2÷2 Hz) powinien spełniać następujący warunek kompensacji dwóch transmitancji oddziałujących na moment tłumiący:

$$\arg \{G_{Sai}(j2\pi f)\} + \arg \{G_{Mzi}(j2\pi f)\} = 0, \quad (6.8a)$$

który można przedstawić w postaci

$$\arg \{G_{Sai}(j2\pi f)\} = f_{\arg}(2\pi f), \quad (6.8b)$$

gdzie $f_{\arg}(2\pi f) = -\arg \{G_{Mzi}(j2\pi f)\}$. (6.8c)

Przy użyciu stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłek mocy czynnej generatora synchronicznego (typ_st=2) można skorzystać z zależności (6.3) wiążącej ze sobą wielkości proporcjonalne do wielkości wejściowych różnych rodzajów stabilizatorów systemowych i sformułować analogiczne warunki kompensacji

$$\arg \{G_{Spi}(j2\pi f)\} + \arg \{G_{Mzi}(j2\pi f)\} + \frac{\pi}{2} = 0, \quad (6.8d)$$

$$\arg \{G_{Spi}(j2\pi f)\} = f_{\arg}(2\pi f), \quad (6.8e)$$

gdzie $f_{\arg}(2\pi f) = -\arg \{G_{Mzi}(j2\pi f)\} - \frac{\pi}{2}$. (6.8f)

Przyjmując, że częstotliwościowa charakterystyka argumentu transmitancji stabilizatora systemowego jest zdeterminowana w dominujący sposób przez człony korekcyjne, przedstawione wyżej warunki określają ostatecznie parametry (stałe czasowe) korektora stabilizatora systemowego.

Dobór tych parametrów odbywa się w dwóch etapach.

We wstępnym etapie przybliżenia dobiera się ilość κ członów korekcyjnych połączonych kaskadowo i wartości ich stałych czasowych przyjmując uproszczoną postać transmitancji korektora

$$G_{\kappa S}(j2\pi f) = \left(\frac{1 + j2\pi f T_{S2}}{1 + j2\pi f T_{S1}} \right)^{\kappa} \quad (6.9a)$$

W tym etapie przyjęto, że zależności (6.8a)-(6.8f) są spełnione dokładnie dla wybranej częstotliwości $f_w = 1,5$ Hz. Stąd

$$\arctg(2\pi f_w T_{S2}) - \arctg(2\pi f_w T_{S1}) = \frac{\varphi_w}{\kappa}, \quad (6.9b)$$

gdzie $\varphi_w = f_{arg}(2\pi f_w)$. W celu określenia T_{S1} , T_{S2} i κ przyjęto dodatkowe założenia:

$$\arctg(2\pi f_w T_{S2}) = 45^\circ + \frac{\varphi_w}{2}, \quad (6.9c)$$

$$\arctg(2\pi f_w T_{S1}) = 45^\circ - \frac{\varphi_w}{2}, \quad (6.9d)$$

$$\frac{T_{S2}}{T_{S1}} < 10. \quad (6.9e)$$

(Zależności (6.9c, d, e) obowiązują dla przypadku, gdy $\varphi_w > 0$. W przeciwnym przypadku należy zamienić w tych równaniach T_{S1} z T_{S2}). W konsekwencji wyznacza się ilość kaskadowo połączonych członów korekcyjnych κ (przyjęto $\kappa \leq 3$) zakładając, że jest to najmniejsza liczba naturalna spełniająca nierówność

$$\frac{1 + \sin \frac{\varphi_w}{\kappa}}{1 - \sin \frac{\varphi_w}{\kappa}} < 10, \quad (6.10a)$$

natomiast stałe czasowe

$$T_{S2} = \frac{1}{2\pi f_w} \cdot \sqrt{\frac{1 + \sin \frac{\varphi_w}{\kappa}}{1 - \sin \frac{\varphi_w}{\kappa}}}, \quad (6.10b)$$

$$T_{S1} = \frac{1}{2\pi f_w} \cdot \sqrt{\frac{1 - \sin \frac{\varphi_w}{\kappa}}{1 + \sin \frac{\varphi_w}{\kappa}}}. \quad (6.10c)$$

W następnym etapie doboru parametrów wychodzi się już z wyników obliczeń dokonanych w punkcie pierwszym i ostatecznie ustala wartości stałych czasowych członów

korekcyjnych stabilizatora systemowego poprzez minimalizację błędu średniokwadratowego wyrażenia (6.8b) lub (6.8e) w zakresie częstotliwości kołysań elektromechanicznych lokalnych i międzyobszarowych (0,2-2 Hz). Taką minimalizację przeprowadzono stosując metodę optymalizacji Levenberga-Marquardta [41, 45, 65, 72], która zapewnia zadowalającą zbieżność procedury obliczeń bez konieczności wyznaczania drugich pochodnych funkcji optymalizowanej.

Idea tej metody polega na sformalizowaniu poszukiwania stałych czasowych korektora stabilizatora systemowego poprzez wprowadzenie wektora P zawierającego te parametry

$$P = [T_{S1} \quad T_{S2} \quad \dots \quad T_{S2\kappa}]^T. \quad (6.11a)$$

Kolejne przybliżenia wektora P oblicza się w procesie iteracyjnym

$$P_{j+1} = P_j + \Delta P_j(\chi_j), \quad (6.11b)$$

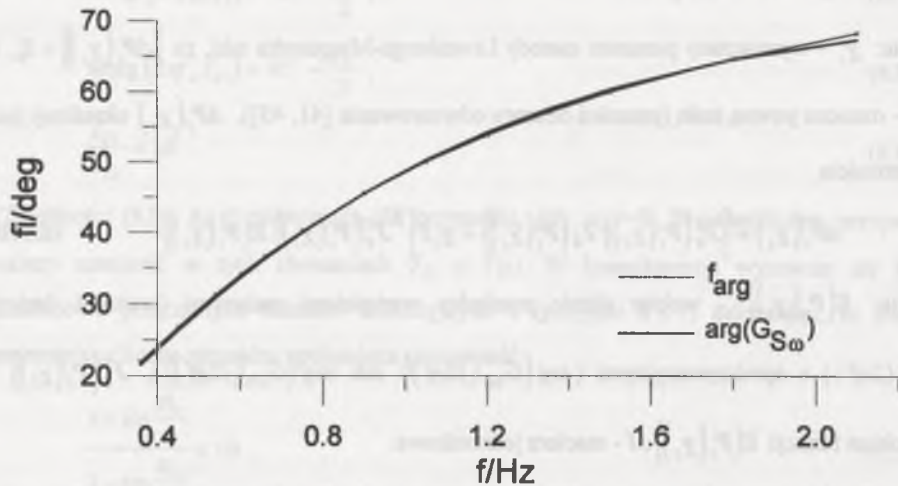
gdzie: χ_j - wyznaczany parametr metody Levenberga-Marquardta taki, że $\|\Delta P_j(\chi_j)\| < \delta_0$, a δ_0 - oznacza pewną stałą (promień obszaru odwzorowania [41, 45]). $\Delta P_j(\chi_j)$ określony jest zależnością

$$\Delta P_j(\chi_j) = [J_E^T(P_j(\chi_j)) J_E(P_j(\chi_j)) + \chi_j I]^{-1} J_E^T(P_j(\chi_j)) E(P_j(\chi_j)) \quad (6.11b)$$

gdzie: $E(P_j(\chi_j))$ - wektor różnic pomiędzy wartościami zadanymi (wartości funkcji $f_{arg}(2\pi f)$) a aproksymacyjnymi ($\arg\{G_{S_{os}}(j2\pi f)\}$ lub $\arg\{G_{S_{PI}}(j2\pi f)\}$), $J_E^T(P_j(\chi_j))$ - jacobian funkcji $E(P_j(\chi_j))$, I - macierz jednostkowa.

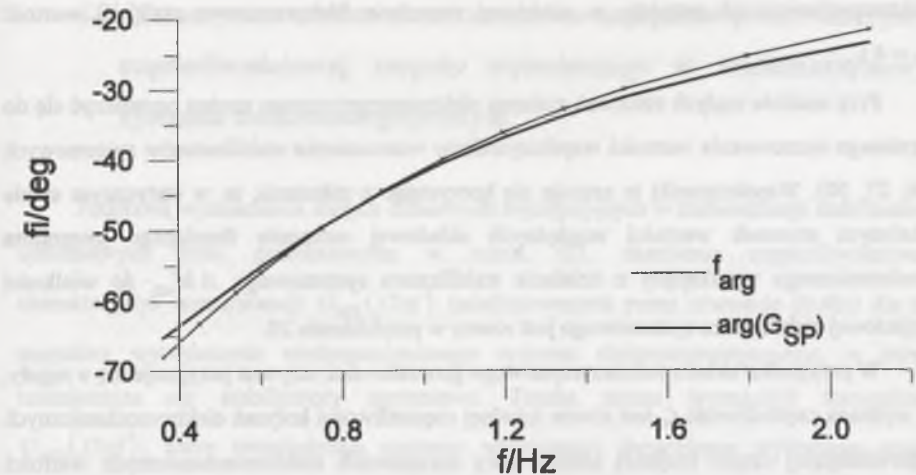
Przykładowe obliczenia stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatorów systemowych przedstawiono na rysunkach 6.2 i 6.3 i w załączniku Z4. Obliczenia te odnoszą się do zastępczego zespołu wytwórczego w węźle wytwórczym ROG221 pracującego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym współpracującym z systemem elektroenergetycznym Europy Zachodniej UCPE w okresie szczytu zimowego 1995 roku przy szczytce wieczornym. (Zastępczy zespół wytwórczy w węźle wytwórczym ROG221 reprezentuje trzy zespoły wytwórcze z generatorami synchronicznymi GTMW-360 i układami wzbudzenia WGSY-3 [78] w elektrowni Bełchatów). Na rysunku 6.2, który dotyczy stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłek prędkości kątovej wirnika generatora synchronicznego, przedstawiono częstotliwościową charakterystykę kąta fazowego

(argumentu) $f_{\text{arg}}(2\pi f)$ i charakterystykę $\arg\{G_{\text{sw}}(j2\pi f)\}$ otrzymaną po aproksymacji wyrażenia (6.8b) metodą Levenberga-Marquardta. Wyniki obliczeń (ilość połączonych członów korekcyjnych, wstępne wartości stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego, wartości tych stałych czasowych otrzymane po aproksymacji oraz dodatkowo błąd średniokwadratowy aproksymacji i wartość kąta fazowego $\varphi_w = f_{\text{arg}}(2\pi f_w)$ przy $f_w = 1,5$ Hz) przedstawiono w załączniku Z4 (tab. Z4.1). Analogiczne częstotliwościowe charakterystyki kąta fazowego oraz wyniki obliczeń przedstawiono na rys. 6.3 i w załączniku Z4 (tab. Z4.2) dla przypadku zastosowania stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłki mocy czynnej generatora synchronicznego.



Rys. 6.2. Częstotliwościowe charakterystyki kąta fazowego wykorzystane do wyznaczenia stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłek prędkości kątowej zastosowanego w zastępczym zespole wytwórczym węzła wytwórczego ROG221 KSEE w okresie szczytu zimowego 1995 roku przy szczycie wieczornym

Fig. 6.2. The phase angle-frequency characteristics used to determine corrector time constants of PSS (with angular speed deviation input signal) installed in the equivalent generating unit at node ROG221 in the KSEE (winter season load peak conditions 1995 at evening load peak)



Rys. 6.3. Częstotliwościowe charakterystyki kąta fazowego wykorzystane do wyznaczenia stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłek mocy czynnej zastosowanego w zastępczym zespole wytwórczym węzła wytwórczego ROG221 KSEE w okresie szczytu zimowego 1995 roku przy szczycie wieczornym

Fig. 6.3. The phase angle-frequency characteristics used to determine the corrector time constants of PSS (with active power deviation input signal) installed in the equivalent generating unit at node ROG221 in the KSEE (winter season load peak condition 1995 at evening load peak)

Po ustaleniu parametrów korektora stabilizatora systemowego dobiera się stałą czasową samego członu różniczkującego poprzez porównanie częstotliwościowej charakterystyki kąta fazowego $f_{\text{arg}}(2\pi f)$ i charakterystyki kąta fazowego $\arg\{G_{\text{sw}}(j2\pi f)\}$ (bądź $\arg\{G_{\text{sp}}(j2\pi f)\}$), przy czym uwzględnia się wyznaczone już stałe czasowe członów korekcyjnych i korygowaną wartość stałej czasowej członu różniczkującego. Dąży się przy tym do maksymalnie dobrego spełnienia warunków kompensacji (6.8b) bądź (6.8e) w pożądanym zakresie częstotliwości kołysań elektromechanicznych [60, 61] zmieniając stałą czasową członu różniczkującego w przedziale (1÷20) s. Zwykle dla stabilizatorów systemowych przeznaczonych do tłumienia kołysań lokalnych stała czasowa członu różniczkującego zawiera się w granicach (1 s÷3 s), a dla stabilizatorów systemowych przeznaczonych do tłumienia kołysań międzyobszarowych zbliżona jest do 10 s [60, 61]. Z uwagi na niewielki wpływ stałej czasowej członu różniczkującego na argument transmitancji stabilizatora systemowego $G_{\text{sw}}(j2\pi f)$ (bądź $G_{\text{sp}}(j2\pi f)$) w zakresie częstotliwości kołysań

elektromechanicznych przyjęto w niniejszej rozprawie kompromisową stałą jej wartość $T_S = 4 \text{ s}$.

Przy analizie małych zakłóceń systemu elektroenergetycznego można ograniczyć się do zgrubnego oszacowania wartości współczynników wzmocnienia stabilizatorów systemowych [26, 27, 50]. Współczynniki te szacuje się korzystając z założenia, że w statycznym stanie ustalonym stosunek wartości względnych składowej momentu tłumiącego generatora synchronicznego wynikającej z działania stabilizatora systemowego ΔM_{zi} do wielkości wejściowej stabilizatora systemowego jest równy w przybliżeniu 20.

W przypadku układu jednomaszynowego generator-sieć sztywna przyjmuje się z reguły, że wybrana częstotliwość f_w jest równa lokalnej częstotliwości kołysań elektromechanicznych odpowiadającej części urojonej jedynej pary sprzężonych elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu systemu. Podstawą doboru współczynnika wzmocnienia stabilizatora systemowego jest analiza wykresu określającego wpływ współczynnika wzmocnienia na względny współczynnik tłumienia ξ wyrażony zależnością (4.19) przy uwzględnieniu przesuwania się wartości własnych układu generator-sieć sztywna na płaszczyźnie liczb zespolonych przy zmianie tego współczynnika wzmocnienia. (Wymiar macierzy stanu układu jest w tym przypadku mniejszy niż 30, w związku z tym można wyznaczyć wszystkie wartości własne macierzy stanu takiego prostego systemu przy użyciu np. tradycyjnie stosowanej metody QR [60]). W układzie generator-sieć sztywna dąży się przy doborze współczynnika wzmocnienia stabilizatora do uzyskania maksymalnego względnego współczynnika tłumienia wartości własnej, związanej z kołysaniowym ruchem mechanicznym generatora bez pogorszenia przy tym w znaczący sposób względnych współczynników tłumienia pozostałych wartości własnych [61].

W rozbudowanym systemie elektroenergetycznym jest niemożliwe obliczenie optymalnych wartości współczynników wzmocnienia stabilizatorów systemowych metodą taką samą jak dla układu prymitywnego generator-sieć sztywna. Nie da się analizować wpływu zmian współczynników wzmocnienia jednocześnie wszystkich stabilizatorów systemowych na poszczególne wartości własne (nie tylko elektromechaniczne) macierzy stanu układu. Ponadto w tym przypadku w związku z dużym wymiarem macierzy stanu systemu (niekiedy większym niż 1000) zawodzą tradycyjne metody wyznaczania wszystkich wartości własnych macierzy stanu systemu. Ograniczono się zatem do zgrubnego oszacowania współczynników wzmocnienia pozostawiając dokonanie ostatecznej ich optymalizacji inną metodą.

6.2. Numeryczne obliczenie momentowo-napięciowej charakterystyki częstotliwościowej zespołu wytwórczego w wielomaszynowym systemie elektroenergetycznym

Podstawą wyznaczenia stałych czasowych występujących w transmitancji stabilizatorów systemowych było, przedstawione w rozdz. 6.1, określenie częstotliwościowych charakterystyk transmitancji $G_{Mzi}(j2\pi f)$ (zdefiniowanych przez równanie (6.4b)) dla tych zespołów wytwórczych wielomaszynowego systemu elektroenergetycznego, w których rozmieszcza się stabilizatory systemowe. Trzeba zatem wyznaczyć transmitancje $G_{Mzi}(j2\pi f)$, które uwzględniają zarówno właściwości dynamiczne wybranego zespołu wytwórczego, jak i oddziaływanie pozostałej części systemu. Podstawą do wyznaczenia tych transmitancji są zlinearyzowane równania stanu i równania wyjścia zespołu wytwórczego, w których podstawia się nieskończenie dużą wartość momentu bezwładności. Jest to równoznaczne z usunięciem w tych równaniach z wektora zmiennych stanu prędkości obrotowych wirników generatorów synchronicznych $\Delta\omega_i$, gdzie $i = 1, \dots, N$, N - liczba zespołów w systemie elektroenergetycznym. Otrzymane w ten sposób równania stanu określa się w tym rozdziale jako zmodyfikowane równania stanu i zmodyfikowane równania wyjścia zespołu wytwórczego. Zmodyfikowane macierze i wektory występujące w tych równaniach oznaczono indeksem „m”.

W celu wyznaczenia transmitancji operatorowej $G_{Mzi}(s)$ trzeba obliczyć moment elektromagnetyczny $\Delta M_{ei}(s)$ i -tego zespołu wytwórczego przy założeniu wymuszenia $\Delta U_{Gzi}(s) = \text{const}$, np. $\Delta U_{Gzi}(s) = 1$ przy wyzerowanych pozostałych wymuszeniach w układzie $\Delta U_{Gzk}(s) = 0$ dla $k \neq i$, $\Delta \bar{P}_{ok}(s) = 0$ dla $k = 1, \dots, N$. W konsekwencji z równań (3.19), (3.20a) i (3.20b) otrzymuje się zmodyfikowane równania stanu i zmodyfikowane równania na wybrane wielkości wyjściowe i -tego zespołu wytwórczego w zapisie operatorowym

$$s\Delta X_{ZLi}^{(m)}(s) = A_{ZLi}^{(m)}\Delta X_{ZLi}^{(m)}(s) + B_{ZMLi}^{(m)}\Delta U_{Mi}(s) + B_{ZZLi}^{(m)}\Delta U_{Gzi}(s), \quad (6.12a)$$

$$\Delta M_{ei}(s) = C_{ZMLi}^{(m)}\Delta X_{ZLi}^{(m)}(s) - Y_{MLi}\Delta U_{Mi}(s), \quad (6.12b)$$

$$\Delta M_{ei}(s) = C_{ZMeLi}^{(m)}\Delta X_{ZLi}^{(m)}(s) + D_{ZMeLi}\Delta U_{Mi}(s). \quad (6.12c)$$

Z równania (6.12a) obliczono zmodyfikowany wektor stanu zespołu wytwórczego, który uwzględniono następnie we wzorze (6.12c) uzyskując zależność

$$\Delta M_{ei}(s) = G_{MeZi}(s)\Delta U_{Gzi}(s) + G_{MeUi}(s)\Delta U_{Mi}(s), \quad (6.13)$$

gdzie

$$G_{MeZi}(s) = C_{ZMeLi}^{(m)}(sI - A_{ZLi}^{(m)})^{-1}B_{ZLi}^{(m)},$$

$$G_{MeUi}(s) = D_{ZMeLi}^{(m)} + C_{ZMeLi}^{(m)}(sI - A_{ZLi}^{(m)})^{-1}B_{ZMeLi}^{(m)},$$

z której wynika, że do wyznaczenia momentu elektromagnetycznego $\Delta M_{ei}(s)$, i w konsekwencji poszukiwanej transmitancji $G_{MeZi}(s)$ konieczna jest znajomość wektora napięć generatora synchronicznego $\Delta U_{Mi}(s)$ *i*-tego zespołu wytwórczego.

Ze wzorów (6.12a) i (6.12b) otrzymano zależności

$$\Delta I_{Mi}(s) = Y_{IZi}(s)\Delta U_{Gzi}(s) - Y_{IUi}(s)\Delta U_{Mi}(s) \quad \text{dla } k = i, \quad (6.14a)$$

$$\Delta I_{Mk}(s) = -Y_{IUK}(s)\Delta U_{Mk}(s) \quad \text{dla } k \neq i, \quad (6.14b)$$

gdzie

$$Y_{IZi}^{(m)}(s) = -C_{ZMLi}^{(m)}(sI - A_{ZLi}^{(m)})^{-1}B_{ZLi}^{(m)},$$

$$Y_{IUi}^{(m)}(s) = Y_{MLi} - C_{ZMLi}^{(m)}(sI - A_{ZLi}^{(m)})^{-1}B_{ZMLi}^{(m)}.$$

Wektor napięć zespołów wytwórczych wyznacza się łącząc operatorowe równania prądowo-napięciowe (6.14a), (6.14b) określone dla wszystkich zespołów wytwórczych z operatorowymi równaniami zredukowanej sieci elektroenergetycznej (5.24). Otrzymano w ten sposób zależność

$$\Delta U_{WM}(s) = (Y_{WU}^{(m)}(s) + Y_r)^{-1} \Delta I_{WZi}^{(m)}(s), \quad (6.15)$$

gdzie $\Delta U_{WM}(s) = [\Delta U_{M1}(s) \ \dots \ \Delta U_{Mi}(s) \ \dots \ \Delta U_{Mn}(s)]^T$,

$$Y_{WU}^{(m)}(s) = \text{diag} [Y_{IU1}^{(m)}(s) \ \dots \ Y_{IUi}^{(m)}(s) \ \dots \ Y_{IUn}^{(m)}(s)],$$

$$\Delta I_{WZi}^{(m)}(s) = [0 \ \dots \ Y_{IZi}^{(m)}(s)\Delta U_{Gzi}(s) \ \dots \ 0]^T.$$

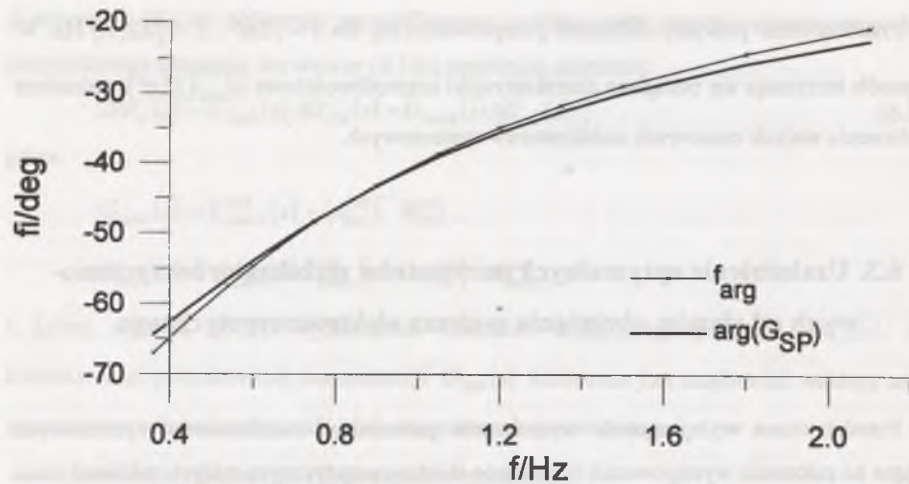
Z równania (6.15) otrzymuje się wektor napięć wszystkich zespołów wytwórczych $\Delta U_{WM}(s)$, a więc również poszukiwany wektor $\Delta U_{Mi}(s)$ *i*-tego zespołu wytwórczego, a na jego podstawie z wzoru (6.13) moment elektromagnetyczny $\Delta M_{ei}(s)$, a więc ostatecznie $G_{MeZi}(s)$.

Przedstawione powyżej obliczenia przeprowadza się dla $s = j2\pi f$, $f \in (0,2,2)$ Hz. W ten sposób otrzymuje się pożądane charakterystyki częstotliwościowe $G_{MeZi}(j2\pi f)$ potrzebne do obliczenia stałych czasowych stabilizatorów systemowych.

6.3. Uzależnienie optymalnych parametrów stabilizatorów systemowych od stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego

Przedstawiona wyżej metoda wyznaczania parametrów stabilizatorów systemowych bazująca na założeniu występowania w systemie elektroenergetycznym małych zakłóceń stanu ustalonego jest oparta na koncepcji wyodrębnienia w momencie elektromagnetycznym generatora synchronicznego jego składowych, w tym składowej ΔM_{ezi} o charakterze tłumiącym związanej z działaniem stabilizatora systemowego. Metoda ta bazuje na zlinearyzowanych równaniach stanu pojedynczego zespołu wytwórczego. Podstawową zaletą tej metody jest to, że nie trzeba wyznaczać macierzy stanu układu o dużym wymiarze, podobnie jak w przedstawionych metodach poszukiwania optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym. (Wymiar macierzy stanu dla rozbudowanych systemów elektroenergetycznych jest często większy od 1000). W przedstawionej metodzie wymagana jest dostępność pamięci operacyjnej komputera określonej tylko przez wymiar macierzy Y_r ($2N$), który jest znacznie mniejszy niż wymiar macierzy stanu systemu.

Metoda wyróżnia się tym, że uzyskuje się zbliżone parametry stabilizatorów systemowych wyznaczane dla różnych stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego. Dla przykładu przedstawiono na rysunku 6.4 charakterystyki kąta fazowego w funkcji częstotliwości dla zastępczego zespołu wytwórczego w węźle wytwórczym ROG221 odnoszące się do innego stanu obciążenia systemu elektroenergetycznego (innej pory dnia, to jest do doliny nocnej) niż na rys. 6.3, odnoszącego się do szczytu wieczornego. Wyniki obliczeń stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego przedstawiono w załączniku Z4 (tab. Z4.3). Z porównania rysunków 6.3 i 6.4 oraz tablic Z4.2 i Z4.3 widać tylko niewielkie zmiany obliczanych stałych czasowych korektora stabilizatora systemowego przy zmianach stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego.



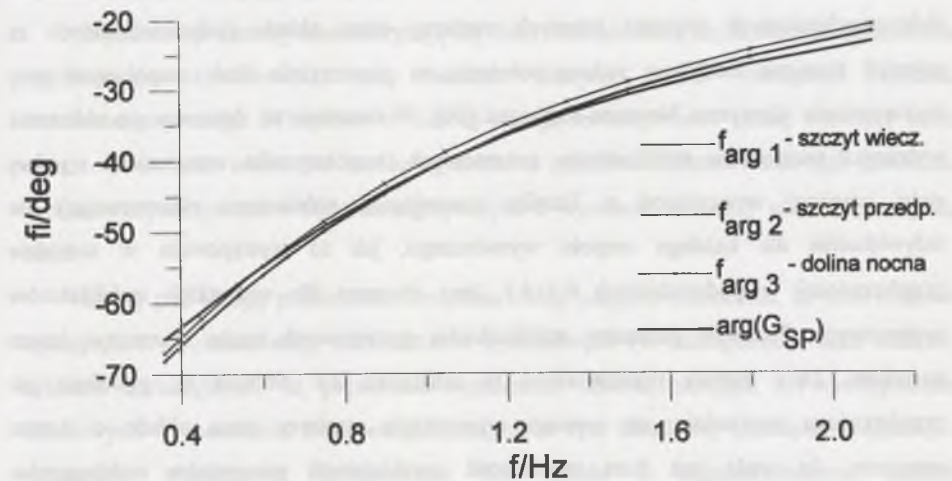
Rys. 6.4. Częstotliwościowe charakterystyki kąta fazowego wykorzystane do wyznaczenia stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłek mocy czynnej zastosowanego w zastępczym zespole wytwórczym węzła wytwórczego ROG221 KSEE w okresie szczytu zimowego 1995 roku przy dolinie nocnej

Fig. 6.4. The phase angle-frequency characteristics used to determine the corrector time constants of PSS (with active power deviation input signal) installed in the equivalent generating unit at node ROG221 in the KSEE (winter season load peak conditions 1995 at night load deep)

W świetle powyższego można zdecydować się na optymalizowanie ostatecznego nastawienia stałych parametrów stabilizatorów systemowych biorąc pod uwagę wszystkie charakterystyczne stany obciążenia systemu elektroenergetycznego. (Chodzi tu w szczególności o stałe czasowe członów korekcyjnych stabilizatora systemowego). W tym przypadku można wyznaczyć stałe czasowe członów korekcyjnych poprzez minimalizację w zakresie częstotliwości kołysań elektromechanicznych odchyłek kąta fazowego transmitancji $G_{S_{at}}(j2\pi f)$ (bądź $G_{S_{Pi}}(j2\pi f)$) od wszystkich kątów fazowych $f_{arg,k}(2\pi f)$ przyporządkowanych poszczególnym stanom obciążenia, przy czym wskaźnik $k = 1, \dots, S$, gdzie S - liczba analizowanych stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego.

Na rys. 6.5 przedstawiono odpowiednie częstotliwościowe charakterystyki kątów fazowych transmitancji odnoszące się do zastępczego zespołu wytwórczego w węźle wytwórczym ROG221. Wyniki obliczeń stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego przedstawiono w tablicy 8.5. Wzięto tu pod uwagę trzy charakterystyczne stany obciążenia KSEE: szczyt wieczorny, szczyt przedpołudniowy i dolinę

nocną. Z rys. 6.5 i tab. 8.5 wynika, że częstotliwościowe charakterystyki kąta fazowego $f_{arg,k}(2\pi f)$ określone dla różnych stanów obciążenia różnią się tylko nieznacznie między sobą, a wyniki uzyskane z aproksymacji tych charakterystyk są zbliżone do wyników analizy jednego wybranego stanu obciążenia systemu elektroenergetycznego. (W załączniku Z5 podano podstawowe dane odnośnie do mocy generowanych w analizowanym systemie elektroenergetycznym w różnych stanach obciążenia systemu).



Rys. 6.5. Częstotliwościowe charakterystyki kąta fazowego wykorzystane do wyznaczenia stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłek mocy czynnej zastosowanego w zastępczym zespole wytwórczym węzła wytwórczego ROG221 KSEE w szczycie zimowym 1995 roku określone dla różnych stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego

Fig. 6.5. The phase angle-frequency characteristics used to determine the corrector time constants of PSS (with active power deviation input signal) installed in the equivalent generating unit at node ROG221 in the KSEE applied in the winter season peak load conditions and determined for various load rates of the power system.

Przedstawiona metoda pozwala wyznaczyć optymalne wartości stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatorów systemowych przy uwzględnieniu różnych stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego. Można w tym przypadku brać pod uwagę różne obciążenia czynne i bierne, w tym czynno-pojemnościowe poszczególnych zespołów wytwórczych, oraz analizować system przy wyłączeniach różnych linii przesyłowych.

6.4. Ocena alternatywnych metod wyznaczania parametrów stabilizatorów systemowych bazujących na analizie małych zakłóceń w systemie elektroenergetycznym

Alternatywna metoda pozwalająca wyznaczyć parametry stabilizatorów systemowych dla zlinearyzowanego modelu systemu elektroenergetycznego polega na przesuwaniu wybranych elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu układu (odpowiedzialnych za najmniej tłumione mody) w zadane położenie na płaszczyźnie liczb zespolonych przy wykorzystaniu algorytmu Newtona-Raphsona [50]. W metodzie tej dokonuje się obliczenia wybranych parametrów stabilizatorów systemowych (współczynnika wzmocnienia i jednej stałej czasowej występującej w liczniku transmitancji stabilizatora systemowego) nie indywidualnie dla każdego zespołu wytwórczego, jak to występowało w metodzie przedstawionej w podrozdziałach 6.1+6.3, lecz zbiorczo dla wszystkich stabilizatorów systemowych. Pozostałe parametry stabilizatorów systemowych trzeba wyznaczyć innym sposobem. Opis metody przedstawiono w załączniku Z3. Metoda ta, podobnie jak przedstawiona poprzednio, nie wymaga wyznaczenia macierzy stanu układu o dużym wymiarze. Jej wadą jest duża rozbieżność uzyskiwanych parametrów stabilizatorów systemowych wyraźnie różniących się dla różnych stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego, a nawet dla tych samych stanów obciążenia w przypadku zmiany liczby zespołów wytwórczych wyposażonych w PSS.

Znane są również inne metody wyznaczania parametrów stabilizatorów systemowych przy założeniu małych zakłóceń (takich jak kilkuprocentowe zmiany napięcia zadanego regulatora napięcia, momentu mechanicznego lub mocy zadanej turbiny) [1, 19, 24, 40, 63, 69, 71, 73]. Są to między innymi:

- metoda wynikająca z optymalizowanego przesuwania wartości własnych macierzy stanu układu, które decydują o modach najmniej tłumionych przy wykorzystaniu optymalizacji minimax [71];
- metoda bazująca na pseudoodwrotnej prostokątnej macierzy w sensie Moore'a-Penrose'a [40];
- metoda bazująca na badaniu wrażliwości wartości własnych macierzy stanu systemu na zmianę elementów transmitancji stabilizatora systemowego [73];

- metoda oparta na wstępnym określeniu transmitancji stabilizatora systemowego o wysokim stopniu wielomianów operatorowych licznika i mianownika przy wykorzystaniu elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu systemu (określonych dla przypadku zastosowania i wyłączenia stabilizatorów systemowych). W metodzie tej aproksymuje się ostatecznie transmitancję stabilizatora systemowego za pomocą funkcji operatorowej ułamkowej wymiernej o niższym stopniu w liczniku i mianowniku [1].

Wymienione metody charakteryzują się dużą rozbieżnością uzyskiwanych parametrów stabilizatorów systemowych przy analizie różnych stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego. Wszystkie te metody bazują na znajomości pełnej macierzy stanu układu. W związku z tym jest bardzo ograniczona możliwość zastosowania tych metod dla rozbudowanych systemów elektroenergetycznych o wymiarze macierzy stanu większej niż 1000.

Biorąc pod uwagę przytoczone krytyczne uwagi przyjęto ostatecznie, że stałe czasowe występujące w transmitancji stabilizatorów systemowych (w szczególności stałe czasowe członów korekcyjnych) są poprawnie wyznaczone metodą bazującą na wyodrębnieniu składowych w momencie elektromagnetycznym, w tym składowej tłumiącej związanej z działaniem stabilizatora systemowego dla układu o zlinearyzowanym modelu matematycznym. Pośród parametrów stabilizatorów systemowych najmniej precyzyjnie wyznaczone są w tej metodzie współczynniki wzmocnienia. Biorąc pod uwagę, że współczynniki wzmocnienia mają największy wpływ na tłumienie kołysań elektromechanicznych w systemie elektroenergetycznym, zachodziła potrzeba opracowania optymalizacji wartości współczynników wzmocnienia stabilizatorów systemowych inną metodą. Okazało się celowe wykorzystanie do tego celu dużych zakłóceń w systemie elektroenergetycznym. Problem ten stanowi tematykę następnego rozdziału rozprawy.

7. OPTIMALIZACJA PARAMETRÓW STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH PRZY UWZGLĘDNIENIU DUŻYCH ZAKŁÓCEŃ STANU RÓWNOWAGI SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Z punktu widzenia możliwości utraty stabilności układu najbardziej istotne są duże zakłócenia stanu równowagi, takie jak np. zwarcia i odłączenia linii przesyłowych. Dla takich zakłóceń stabilizatory systemowe powinny wpływać na zdolność układu do wy tłumienia kołysań elektromechanicznych. Przy dużych zakłóceniach równania stanu układu (2.101) i równania wyjścia (2.102) są nieliniowe.

Nawiązując do rozdziału 6 stwierdza się, że pośród parametrów stabilizatorów systemowych optymalizowanych w warunkach małych zakłóceń współczynniki wzmocnienia PSS są wyznaczone nieprecyzyjnie. Współczynniki te mają największy wpływ na tłumienie kołysań elektromechanicznych w systemie elektroenergetycznym i wymagają oddzielnej optymalizacji. W związku z tym założono, że tylko stałe czasowe występujące w transmitancji stabilizatorów systemowych są optymalizowane poprawnie w analizie zlinearyzowanego układu przy małych zakłóceniach. Optymalizacja współczynników wzmocnienia będzie dokonana poprzez minimalizację odchyłek wybranych wielkości regulacyjnych od ich wartości ustalonych przy zakłóceniach dużych występujących w różnych warunkach obciążenia systemu elektroenergetycznego. Najbardziej istotne są przebiegi prędkości obrotowej wirników oraz mocy czynnej generatorów w czasie elektromechanicznych kołysań wirników towarzyszących zakłóceniom pracy równoległej w systemie. Mając powyższe na uwadze można powiązać ważony wskaźnik jakości przebiegów regulacyjnych w systemie z jednym (j -tym) zakłóceniem wybranego (r -tego) stanu obciążenia układu zdefiniowany jako całka w określonym przedziale czasu ($t \in [t_0, t_k]$) z sumy ważonej modułów odchyłek dwóch rodzajów wielkości: prędkości kątowej i mocy czynnej poszczególnych zespołów wytwórczych w systemie:

$$J_{jr}(\mathbf{K}) = \int_{t_0}^{t_k} \sum_{i=1}^{2N} a_i |\Delta Y_i(t, \mathbf{K})| dt, \quad (7.1)$$

gdzie t - czas, t_0, t_k - granice całkowania, \mathbf{K} - wektor współczynników wzmocnienia stabilizatorów systemowych, N - ilość zespołów wytwórczych w systemie elektroenergetycznym,

$\Delta Y_i = \Delta \omega$, lub $\Delta Y_i = \Delta P_i$ - przebiegi odchyłek prędkości obrotowej i mocy czynnej poszczególnego zespołu wytwórczego ($2N$ wielkości), a_i - współczynniki wagi, j - numer zakłócenia, r - numer stanu obciążenia systemu elektroenergetycznego, $i \in [1, N]$ numer zespołu wytwórczego.

Ważony wskaźnik jakości (7.1) odnoszący się do jednego zakłócenia konkretnego stanu obciążenia służy do uśrednionej oceny jakości regulacji dwóch zmiennych w czasie wielkości (prędkości obrotowej i mocy czynnej) w różnych miejscach systemu elektroenergetycznego [51, 52, 54, 55, 57, 70].

Wprowadzenie stabilizatorów systemowych poza ich wpływem na przebiegi regulacyjne prędkości obrotowej i mocy czynnej nie powinno przy tym wpłynąć niekorzystnie na przebiegi regulacyjne napięcia w węzłach systemu. Z praktyki eksploatacyjnej wiadomo, że możliwość wyraźnego pogorszenia przebiegów regulacyjnych napięcia występuje przeważnie w tych zespołach wytwórczych, w których zainstalowane są stabilizatory systemowe - jest to między innymi wynikiem aktywnego oddziaływania stabilizatora systemowego na regulator napięcia. Postanowiono zatem uwzględnić również odchyłki napięć poszczególnych zespołów wytwórczych we wskaźniku jakości o postaci podobnej do występującej w (7.1), zakładając jednak dla odchyłek napięcia dwie różniące się znacznie wartości współczynników wagowych a'_{ui} i a''_{ui} . Współczynnik a'_{ui} obowiązuje jeśli spełniona jest nierówność $U_{min i} < U_i < U_{max i}$, to jest dla względnie małych odchyłek napięcia, natomiast współczynnik a''_{ui} w przypadku przeciwnym. Wymienione współczynniki wagowe łączy silna nierówność $a''_{ui} \gg a'_{ui}$.

Zwykle można wskazać pewną liczbę zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, które zagrażają stabilności układu. Będą one nazywane zakłóceniami krytycznymi. Z tymi wyodrębnionymi zakłóceniami krytycznymi można powiązać syntetyczny wskaźnik jakości przebiegów regulacyjnych w systemie określony dla konkretnego stanu obciążenia systemu elektroenergetycznego i zdefiniowany przez sumę ważoną wziętą z ważonych wskaźników jakości o postaci podobnej do występującej w (7.1), tylko z uwzględnieniem przebiegów napięć generatorów synchronicznych w zespołach wytwórczych:

$$J_r(\mathbf{K}) = \sum_{j=1}^Z b_j J_{jr}(\mathbf{K}), \quad (7.2)$$

gdzie Z - liczba wyselekcjonowanych zakłóceń, b_j - współczynniki wagi. Podstawiając wzór (7.2) do wyrażenia (7.1) otrzymuje się:

$$J_r(K) = \sum_{j=1}^Z \int_{t_{0j}}^{t_{1j}} \sum_{l=1}^{3N} c_{jl} |\Delta Y_{lj}(t, K)| dt, \quad (7.3)$$

przy czym $\Delta Y_{lj}(t, K)$ - odchyłki prędkości obrotowej, mocy czynnej oraz napięcia poszczególnych zespołów wytwórczych ($3N$ wielkości) dla różnych zakłóceń krytycznych dla konkretnego stanu obciążenia układu, c_{jl} - współczynniki wagowe zależne od a_l, a'_{l1}, a''_{l1} i b_j .

Przedstawiony za pomocą wzoru (7.3) syntetyczny wskaźnik jakości zakłóceń krytycznych w systemie można określić dla każdego analizowanego obciążenia układu. Biorąc pod uwagę różne uwzględniane stany obciążenia układu można ostatecznie sformułować uogólniony wskaźnik jakości przebiegów regulacyjnych przy zakłóceniach krytycznych w systemie jako sumę ważoną syntetycznych wskaźników jakości określonych dla wyodrębnionych stanów pracy systemu:

$$J(K) = \sum_{r=1}^S d_r J_r(K) = \sum_{r=1}^S \sum_{j=1}^M \int_{t_{0r}}^{t_{1r}} \sum_{l=1}^{3N} e_{ljr} |\Delta Y_{ljr}(t, K)| dt, \quad (7.4)$$

gdzie S - liczba analizowanych stanów pracy układu, d_r - współczynniki wagi, $\Delta Y_{ljr}(t, K)$ - odchyłki prędkości obrotowej, mocy czynnej bądź napięcia poszczególnych zespołów wytwórczych dla różnych zakłóceń krytycznych i przy różnych stanach obciążenia układu, e_{ljr} - współczynniki wagowe zależne od d_r i c_{jl} .

Problem znalezienia optymalnych wartości współczynników wzmocnienia stabilizatorów systemowych można sprowadzić do minimalizacji uogólnionego syntetycznego wskaźnika jakości przebiegów regulacyjnych (7.4) przy zakłóceniach krytycznych w systemie.

Na współczynniki wzmocnienia mogą być nałożone dodatkowo ograniczenia:

$$k_{Smin i} < k_{Si} < k_{Smax i}. \quad (7.5)$$

Problem minimalizacji wskaźnika (7.4) rozwiązano przy zastosowaniu bezgradientowej metody optymalizacji Hooke'a-Jeevesa, która charakteryzuje się wykonywaniem kierunkowych obliczeniowych kroków próbnych w celu określenia ostatecznego kierunku zmian optymalizowanego wektora parametrów [2].

Wybór prostej bezgradientowej metody optymalizacji wiąże się z kłopotami z wyznaczeniem pochodnej funkcji $J(K)$ względem poszczególnych elementów wektora K oraz z koniecznością ograniczenia ilości obliczeń wartości funkcji $J(K)$ przy obliczeniach optymalizacyjnych. Wyznaczenie wartości funkcji $J(K)$ wymaga wykonania szeregu kolejnych całkowań układu nieliniowych równań stanu (2.101) (uzależnionych od

wyznaczanych parametrów stabilizatorów systemowych) wysokiego rzędu. Dla każdego stanu obciążenia układu w zależności od zakłócenia ulega zmianie występująca w równaniu (2.101) macierz admitancyjna Y_{sr} zredukowanej sieci elektroenergetycznej.

W wektorze poszukiwanych parametrów stabilizatorów systemowych K można również uwzględnić wielkości $U_{Smax i}$ i $U_{Smin i}$ ograniczające wartość sygnału wyjściowego stabilizatorów systemowych. W tym przypadku zwiększyłby się jednak trzykrotnie wymiar wektora K , w związku z tym zwiększyłby się znacznie i tak już duży czas obliczeń optymalizacyjnych. Niewielkie zmiany wartości ograniczników $U_{Smax i}$ i $U_{Smin i}$ nie wpływają jednak znacząco na wartość funkcji $J(K)$. W związku z tym w niniejszej pracy zdecydowano się na przyjęcie stałych wartości wymienionych ograniczników sygnału wyjściowego stabilizatorów systemowych $U_{Smax i}$ i $U_{Smin i}$.

8. WYNIKI OBLICZEŃ

8.1. Ogólna charakterystyka rozpatrywanego systemu elektroenergetycznego

Przykładowe obliczenia optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym oraz obliczenia parametrów stabilizatorów systemowych przeprowadzono dla systemu elektroenergetycznego odwzorowującego Krajowy System Elektroenergetyczny współpracujący z systemem elektroenergetycznym Europy Zachodniej UCPT. Uwzględniono szczyt zimy 1995 roku. Rozpatrzono trzy charakterystyczne stany obciążenia układu odnoszące się do różnych pór dnia:

- 1) szczyt wieczorny - (układ reprezentowany przez 57 zastępczych zespołów wytwórczych, 49 krajowych i 8 zagranicznych, w tym 4 zespoły wytwórcze w Niemczech, 3 w Czechach oraz 1 na Węgrzech, 519 węzłów odbiorczych oraz 1043 elementów sieci elektroenergetycznej czyli linii przesyłowych i transformatorów),
- 2) szczyt przedpołudniowy - (55 zespołów wytwórczych, 47 krajowych i 8 zagranicznych, 520 węzłów odbiorczych oraz 1039 linii przesyłowych i transformatorów),
- 3) dolina nocna - (52 zastępczych zespołów wytwórczych, 47 krajowych i 8 zagranicznych, 524 węzłów odbiorczych oraz 1039 linii przesyłowych i transformatorów).

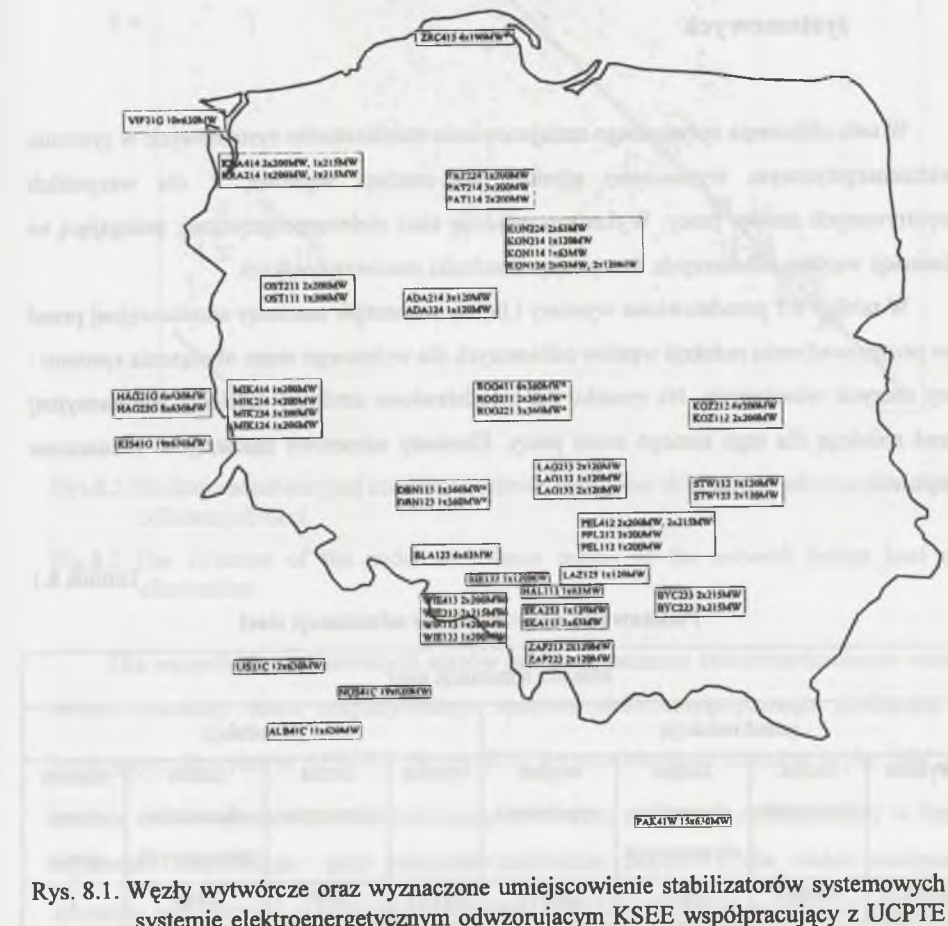
Jeden zastępczy zespół wytwórczy reprezentował wszystkie rzeczywiste zespoły wytwórcze pracujące we wspólnym węźle wytwórczym.

W krajowych zespołach wytwórczych uwzględniono generatory synchroniczne (o modelu matematycznym rzędu IV), ich układy wzbudzenia wraz z regulatorami napięcia oraz oddziaływanie turbin na przebiegi regulacyjne. Zagraniczne zespoły wytwórcze połączone z KSEE były reprezentowane poprzez zastępcze generatory synchroniczne o modelu matematycznym rzędu IV. (Z uwagi na trudności uzyskania szczegółowych danych, przyjęto w tym przypadku typowe wartości parametrów generatorów synchronicznych dużych mocy). Nie uwzględniono tu oddziaływania regulatorów napięcia i regulacji turbin.

Przyjęto, że wielkości wejściowe stabilizatorów systemowych są proporcjonalne do odchyłek mocy czynnej generatorów synchronicznych w poszczególnych zespołach

wytwórczych. Tego typu stabilizatory systemowe były stosowane w KSEE w 1995 roku. (Korzystanie z mocy jako sygnału wejściowego jest uzasadnione dostępnością pomiarową, a przede wszystkim łatwością eliminacji zakłóceń wielkości mierzonej. Przy zastosowaniu prędkości kątowej jako sygnału wejściowego zachodzi konieczność korzystania z pomiarów prędkości przynajmniej po obu stronach wału turbogeneratorów dla eliminacji wpływu drgań mechanicznych zakłócających pomiar.)

Wszystkie dane zostały udostępnione przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.



Rys. 8.1. Węzły wytwórcze oraz wyznaczone umiejscowienie stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym odwzorującym KSEE współpracujący z UCPT w szczycie zimowym 1995 - szczyt wieczorny. * - proponowane umiejscowienie stabilizatorów systemowych

Fig. 8.1. Generating nodes and pointed out localizations of the PSSs in KSEE co-operating with the UCPT system in case of maximum power demand in the winter season 1995 at night peak load. * - proposed localization of the power system stabilizers

Rozpatrywany system elektroenergetyczny został przedstawiony schematycznie na rysunku 8.1 dla stanu pracy najbardziej niekorzystnego przy szczycie wieczornym z zaznaczeniem węzłów wytwórczych, w których pracują zastępcze zespoły wytwórcze. Dla każdego węzła wytwórczego podano liczbę generatorów synchronicznych oraz ich moce znamionowe.

8.2. Wyniki obliczeń optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych

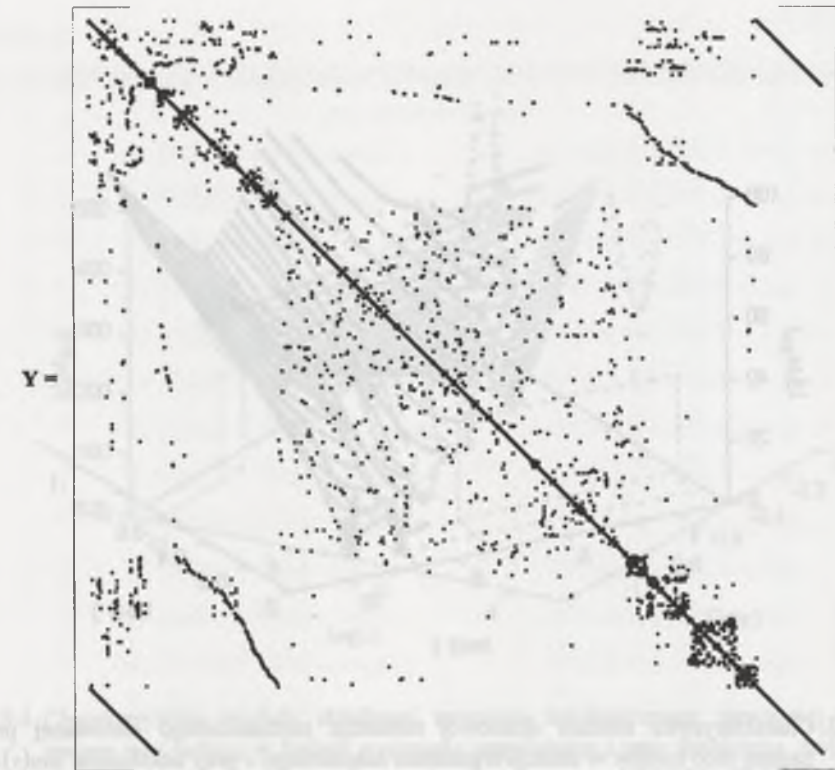
W celu obliczenia optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym wyznaczono admitancyjną macierz węzłową Y dla wszystkich rozpatrywanych stanów pracy. Wykonano redukcję sieci elektroenergetycznej, polegającą na eliminacji węzłów odbiorczych, korzystając z techniki macierzy rzadkich.

W tablicy 8.1 przedstawiono wymiary i liczbę elementów macierzy admitancyjnej przed i po przeprowadzeniu redukcji węzłów odbiorczych dla wybranego stanu obciążenia systemu - przy szczycie wieczornym. Na rysunku 8.2 przedstawiono strukturę macierzy admitancyjnej przed redukcją dla tego samego stanu pracy. Elementy niezerowe macierzy Y zaznaczono kropkami.

Tablica 8.1

Podstawowe dane macierzy admitancji sieci

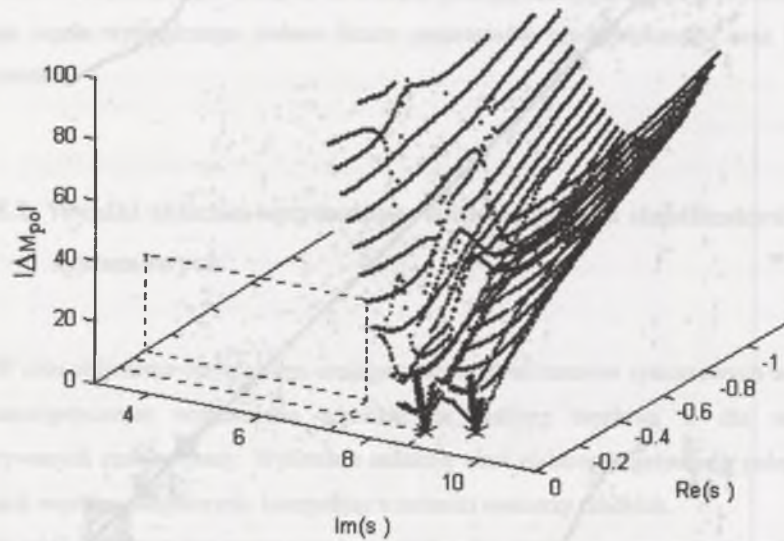
Macierz admitancji sieci							
przed redukcją				po redukcji			
Wymiar	liczba elementów	liczba elementów niezerowych	stopień wypełnienia	wymiar	liczba elementów	liczba elementów niezerowych	stopień wypełnienia
633×633	400689	2833	0,0071	57×57	3249	3249	1



Rys.8.2. Struktura admitancyjnej macierzy węzłowej sieci przed dokonaniem eliminacji węzłów odbiorczych sieci

Fig.8.2. The structure of the nodal admittance matrix of the network before load node elimination

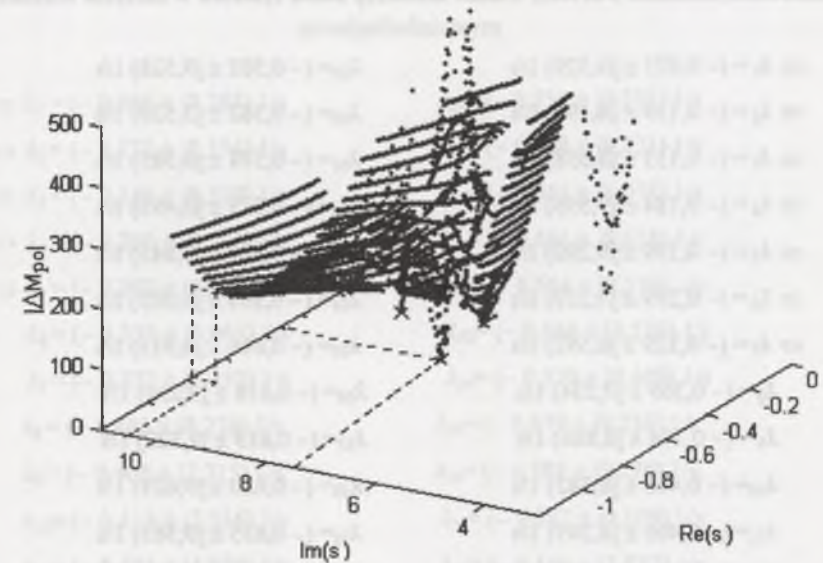
Dla wszystkich analizowanych stanów pracy wyznaczono elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu rozpatrywanego systemu elektroenergetycznego posługując się iteracyjnym algorytmem AESOPS. Na rys. 8.3 i 8.4 przedstawiono charakterystykę $|\Delta M_{pm}(s)|$ modułu składowej momentu mechanicznego sterowanej przez moc zadaną turbiną w funkcji argumentu zespolonego przy założeniu zakłócenia $\Delta\omega_i(s) = 1$ dla dwóch zastępczych zespołów wytwórczych w węzłach wytwórczych DBN113 i ROG221 w szczycie wieczornym. Miejsca zerowe wyżej wymienionej funkcji (zaznaczone krzyżykami na rysunkach) są wartościami własnymi macierzy stanu układu związanymi z kołysaniem elektromechanicznym.



Rys.8.3. Charakterystyka modułu składowej momentu mechanicznego sterowanej przez zadaną moc turbiny w funkcji argumentu zespolonego s przy zakłóceniu $\Delta\omega(s) = 1$ dla zastępczego zespołu wytwórczego węzła wytwórczego DBN113 KSEE

Fig.8.3. The magnitude characteristic of the mechanical torque component controlled by the reference value of the turbine power input (in function of complex argument s) due to a disturbing signal $\Delta\omega(s) = 1$ impacted to the equivalent generating unit DBN113 of the KSEE

Dla wszystkich rozpatrywanych stanów obciążenia wyznaczono elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu systemu. Dla poszczególnych wartości własnych wyznaczono prawo- i lewostronne wektory własne oraz wynikające z nich czynniki udziału (określone relacją (4.24)) służące do określenia wrażliwości wartości własnych na oddziaływanie idealnych stabilizatorów systemowych w kolejnych zespołach wytwórczych. Za pomocą czynników udziału można związać ze sobą poszczególne wartości własne z konkretnymi zespołami wytwórczymi analizowanego systemu [74, 75, 76].



Rys.8.4. Charakterystyka modułu składowej momentu mechanicznego sterowanej przez zadaną moc turbiny w funkcji argumentu zespolonego s przy zakłóceniu $\Delta\omega(s) = 1$ dla zastępczego zespołu wytwórczego węzła wytwórczego ROG221 KSEE

Fig.8.4. The magnitude characteristic of the mechanical torque component controlled by the reference value of the turbine power input (in function of complex argument s) due to a disturbing signal $\Delta\omega(s) = 1$ impacted to the equivalent generating unit ROG221 of the KSEE

Optymalne umiejscowienie stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym wyznaczono posługując się kryterium (4.18), odnoszącym się do części rzeczywistych elektromechanicznych wartości własnych, i wskazówkami umieszczonymi na końcu rozdziału 4. Założono, że stabilizator systemowy wprowadza się do tego zespołu wytwórczego, który przynajmniej dla jednego stanu obciążenia systemu ma (co do modułu) maksymalny czynnik udziału dla wartości własnej o części rzeczywistej większej od $-0.3 \frac{1}{s}$.

W tablicach 8.2, 8.3, 8.4 przedstawiono elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu systemu uporządkowane według malejących części rzeczywistych dla trzech rozpatrywanych stanów pracy. Wartości własne, „związane” z zespołami wytwórczymi, w których przewiduje się zainstalowanie stabilizatora systemowego, oznaczono znakiem \Rightarrow .

Tablica 8.2

Elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu systemu w szczycie wieczornym

$\Rightarrow \lambda_1 = (-0,071 \pm j9,329) 1/s$	$\lambda_{29} = (-0,562 \pm j9,528) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_2 = (-0,139 \pm j8,190) 1/s$	$\lambda_{30} = (-0,562 \pm j3,520) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_3 = (-0,153 \pm j8,558) 1/s$	$\lambda_{31} = (-0,574 \pm j9,385) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_4 = (-0,184 \pm j9,556) 1/s$	$\lambda_{32} = (-0,575 \pm j9,493) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_5 = (-0,199 \pm j9,290) 1/s$	$\lambda_{33} = (-0,594 \pm j3,845) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_6 = (-0,299 \pm j7,219) 1/s$	$\lambda_{34} = (-0,594 \pm j9,003) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_7 = (-0,329 \pm j6,592) 1/s$	$\lambda_{35} = (-0,616 \pm j8,913) 1/s$
$\lambda_8 = (-0,369 \pm j7,234) 1/s$	$\lambda_{36} = (-0,618 \pm j9,239) 1/s$
$\lambda_9 = (-0,374 \pm j8,886) 1/s$	$\lambda_{37} = (-0,619 \pm j9,322) 1/s$
$\lambda_{10} = (-0,406 \pm j8,342) 1/s$	$\lambda_{38} = (-0,620 \pm j9,629) 1/s$
$\lambda_{11} = (-0,406 \pm j8,249) 1/s$	$\lambda_{39} = (-0,635 \pm j9,365) 1/s$
$\lambda_{12} = (-0,416 \pm j7,850) 1/s$	$\lambda_{40} = (-0,641 \pm j9,655) 1/s$
$\lambda_{13} = (-0,442 \pm j8,454) 1/s$	$\lambda_{41} = (-0,642 \pm j9,274) 1/s$
$\lambda_{14} = (-0,446 \pm j4,846) 1/s$	$\lambda_{42} = (-0,648 \pm j9,230) 1/s$
$\lambda_{15} = (-0,461 \pm j8,767) 1/s$	$\lambda_{43} = (-0,655 \pm j7,830) 1/s$
$\lambda_{16} = (-0,467 \pm j7,938) 1/s$	$\lambda_{44} = (-0,668 \pm j7,705) 1/s$
$\lambda_{17} = (-0,475 \pm j8,672) 1/s$	$\lambda_{45} = (-0,668 \pm j8,350) 1/s$
$\lambda_{18} = (-0,479 \pm j7,897) 1/s$	$\lambda_{46} = (-0,709 \pm j10,125) 1/s$
$\lambda_{19} = (-0,483 \pm j8,718) 1/s$	$\lambda_{47} = (-0,761 \pm j5,406) 1/s$
$\lambda_{20} = (-0,488 \pm j9,119) 1/s$	$\lambda_{48} = (-0,771 \pm j5,475) 1/s$
$\lambda_{21} = (-0,494 \pm j9,209) 1/s$	$\lambda_{49} = (-0,793 \pm j8,509) 1/s$
$\lambda_{22} = (-0,494 \pm j8,898) 1/s$	$\lambda_{50} = (-0,837 \pm j8,363) 1/s$
$\lambda_{23} = (-0,495 \pm j9,334) 1/s$	$\lambda_{51} = (-0,874 \pm j9,263) 1/s$
$\lambda_{24} = (-0,507 \pm j9,173) 1/s$	$\lambda_{52} = (-0,944 \pm j10,120) 1/s$
$\lambda_{25} = (-0,511 \pm j9,256) 1/s$	$\lambda_{53} = (-0,965 \pm j6,750) 1/s$
$\lambda_{26} = (-0,521 \pm j9,208) 1/s$	$\lambda_{54} = (-1,000 \pm j7,584) 1/s$
$\lambda_{27} = (-0,536 \pm j8,560) 1/s$	$\lambda_{55} = (-1,026 \pm j10,685) 1/s$
$\lambda_{28} = (-0,560 \pm j9,626) 1/s$	$\lambda_{56} = (-1,202 \pm j9,133) 1/s$

Tablica 8.3

Elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu systemu w szczycie przedpołudniowym

$\Rightarrow \lambda_1 = (-0,066 \pm j9,284) 1/s$	$\lambda_{28} = (-0,555 \pm j9,395) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_2 = (-0,122 \pm j8,194) 1/s$	$\lambda_{29} = (-0,558 \pm j9,221) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_3 = (-0,146 \pm j8,519) 1/s$	$\lambda_{30} = (-0,561 \pm j9,078) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_4 = (-0,200 \pm j9,516) 1/s$	$\lambda_{31} = (-0,561 \pm j9,658) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_5 = (-0,202 \pm j9,222) 1/s$	$\lambda_{32} = (-0,564 \pm j9,339) 1/s$
$\lambda_6 = (-0,333 \pm j6,665) 1/s$	$\lambda_{33} = (-0,564 \pm j3,536) 1/s$
$\lambda_7 = (-0,372 \pm j7,250) 1/s$	$\lambda_{34} = (-0,570 \pm j9,409) 1/s$
$\lambda_8 = (-0,403 \pm j8,276) 1/s$	$\lambda_{35} = (-0,579 \pm j9,236) 1/s$
$\lambda_9 = (-0,408 \pm j7,715) 1/s$	$\lambda_{36} = (-0,584 \pm j9,776) 1/s$
$\lambda_{10} = (-0,413 \pm j7,516) 1/s$	$\lambda_{37} = (-0,587 \pm j9,109) 1/s$
$\lambda_{11} = (-0,424 \pm j4,929) 1/s$	$\lambda_{38} = (-0,596 \pm j3,857) 1/s$
$\lambda_{12} = (-0,430 \pm j8,491) 1/s$	$\Rightarrow \lambda_{39} = (-0,604 \pm j8,147) 1/s$
$\lambda_{13} = (-0,457 \pm j8,760) 1/s$	$\lambda_{40} = (-0,6289 \pm j9,115) 1/s$
$\lambda_{14} = (-0,458 \pm j8,722) 1/s$	$\lambda_{41} = (-0,633 \pm j9,177) 1/s$
$\lambda_{15} = (-0,480 \pm j9,175) 1/s$	$\lambda_{42} = (-0,641 \pm j10,057) 1/s$
$\lambda_{16} = (-0,482 \pm j9,195) 1/s$	$\lambda_{43} = (-0,744 \pm j7,722) 1/s$
$\lambda_{17} = (-0,485 \pm j9,060) 1/s$	$\lambda_{44} = (-0,745 \pm j7,805) 1/s$
$\lambda_{18} = (-0,490 \pm j8,898) 1/s$	$\lambda_{45} = (-0,746 \pm j8,167) 1/s$
$\lambda_{19} = (-0,493 \pm j9,324) 1/s$	$\lambda_{46} = (-0,775 \pm j5,536) 1/s$
$\lambda_{20} = (-0,521 \pm j9,259) 1/s$	$\lambda_{47} = (-0,775 \pm j5,430) 1/s$
$\lambda_{21} = (-0,522 \pm j9,555) 1/s$	$\lambda_{48} = (-0,7883 \pm j8,483) 1/s$
$\lambda_{22} = (-0,523 \pm j8,553) 1/s$	$\lambda_{49} = (-0,936 \pm j9,951) 1/s$
$\lambda_{23} = (-0,529 \pm j9,320) 1/s$	$\lambda_{50} = (-0,949 \pm j9,225) 1/s$
$\lambda_{24} = (-0,530 \pm j8,303) 1/s$	$\lambda_{51} = (-0,957 \pm j10,483) 1/s$
$\lambda_{25} = (-0,540 \pm j7,844) 1/s$	$\lambda_{52} = (-0,965 \pm j6,723) 1/s$
$\lambda_{26} = (-0,542 \pm j9,271) 1/s$	$\lambda_{53} = (-0,997 \pm j7,567) 1/s$
$\lambda_{27} = (-0,549 \pm j9,454) 1/s$	$\lambda_{54} = (-1,203 \pm j9,179) 1/s$

Tablica 8.4

Elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu systemu w dolinie nocnej

$\Rightarrow \lambda_1 = (0,001 \pm j9,224) 1/s$	$\lambda_{27} = (-0,600 \pm j9,340) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_2 = (-0,053 \pm j8,294) 1/s$	$\lambda_{28} = (-0,605 \pm j9,206) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_3 = (-0,138 \pm j9,459) 1/s$	$\lambda_{29} = (-0,609 \pm j9,430) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_4 = (-0,398 \pm j8,508) 1/s$	$\lambda_{30} = (-0,612 \pm j9,909) 1/s$
$\lambda_5 = (-0,402 \pm j5,131) 1/s$	$\lambda_{31} = (-0,618 \pm j9,543) 1/s$
$\lambda_6 = (-0,416 \pm j6,840) 1/s$	$\lambda_{32} = (-0,621 \pm j9,489) 1/s$
$\lambda_7 = (-0,418 \pm j7,499) 1/s$	$\Rightarrow \lambda_{33} = (-0,634 \pm j9,324) 1/s$
$\lambda_8 = (-0,433 \pm j8,661) 1/s$	$\lambda_{34} = (-0,636 \pm j3,424) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_9 = (-0,449 \pm j9,272) 1/s$	$\lambda_{35} = (-0,640 \pm j9,289) 1/s$
$\lambda_{10} = (-0,449 \pm j8,732) 1/s$	$\lambda_{36} = (-0,650 \pm j9,098) 1/s$
$\lambda_{11} = (-0,488 \pm j7,994) 1/s$	$\lambda_{37} = (-0,662 \pm j8,764) 1/s$
$\lambda_{12} = (-0,528 \pm j9,083) 1/s$	$\lambda_{38} = (-0,668 \pm j4,000) 1/s$
$\lambda_{13} = (-0,542 \pm j8,182) 1/s$	$\lambda_{39} = (-0,680 \pm j8,736) 1/s$
$\lambda_{14} = (-0,548 \pm j9,366) 1/s$	$\lambda_{40} = (-0,684 \pm j9,023) 1/s$
$\lambda_{15} = (-0,549 \pm j9,159) 1/s$	$\lambda_{41} = (-0,768 \pm j5,483) 1/s$
$\lambda_{16} = (-0,552 \pm j7,902) 1/s$	$\lambda_{42} = (-0,774 \pm j5,557) 1/s$
$\lambda_{17} = (-0,557 \pm j9,045) 1/s$	$\lambda_{43} = (-0,776 \pm j7,532) 1/s$
$\lambda_{18} = (-0,565 \pm j8,486) 1/s$	$\lambda_{44} = (-0,798 \pm j7,800) 1/s$
$\lambda_{19} = (-0,567 \pm j8,975) 1/s$	$\lambda_{45} = (-0,826 \pm j8,287) 1/s$
$\lambda_{20} = (-0,567 \pm j9,259) 1/s$	$\lambda_{46} = (-0,852 \pm j8,483) 1/s$
$\lambda_{21} = (-0,572 \pm j9,004) 1/s$	$\lambda_{47} = (-0,876 \pm j9,276) 1/s$
$\lambda_{22} = (-0,573 \pm j8,745) 1/s$	$\lambda_{48} = (-0,941 \pm j9,939) 1/s$
$\lambda_{23} = (-0,575 \pm j8,948) 1/s$	$\lambda_{49} = (-0,969 \pm j6,741) 1/s$
$\lambda_{24} = (-0,591 \pm j8,806) 1/s$	$\lambda_{50} = (-0,991 \pm j7,547) 1/s$
$\lambda_{25} = (-0,593 \pm j9,444) 1/s$	$\lambda_{51} = (-1,206 \pm j9,172) 1/s$
$\lambda_{26} = (-0,595 \pm j7,788) 1/s$	

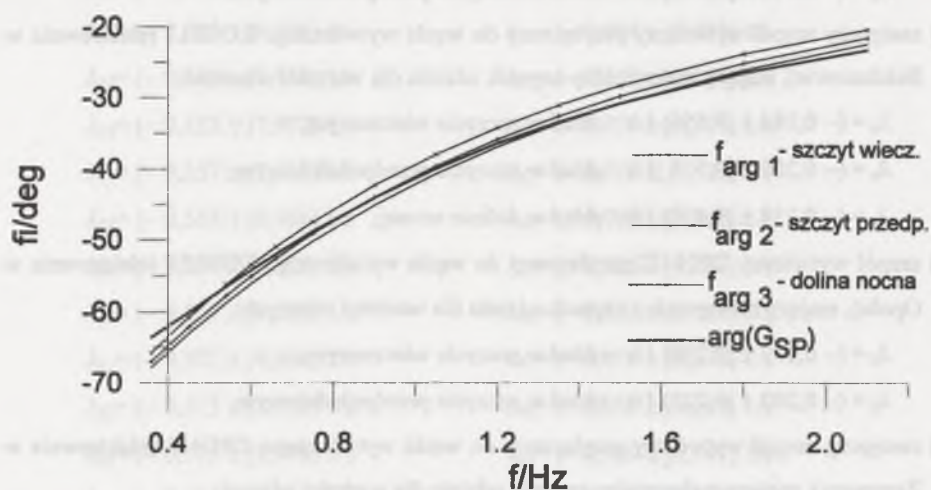
Uzyskano następujące optymalne umiejscowienie stabilizatorów systemowych w KSEE współpracującym z systemem UCPTe:

- 1) zastępczy zespół wytwórczy przyłączony do węzła wytwórczego ROG221 (elektrownia w Bełchatowie), mający maksymalny czynnik udziału dla wartości własnych:
 - $\lambda_1 = (-0,071 \pm j9,329) 1/s$ - układ w szczycie wieczornym,
 - $\lambda_1 = (-0,066 \pm j9,284) 1/s$ - układ w szczycie przedpołudniowym,
 - $\lambda_1 = (0,001 \pm j9,224) 1/s$ - układ w dolinie nocnej;
- 2) zastępczy zespół wytwórczy przyłączony do węzła wytwórczego ROG411 (elektrownia w Bełchatowie), mający maksymalny czynnik udziału dla wartości własnych:
 - $\lambda_2 = (-0,139 \pm j8,190) 1/s$ - układ w szczycie wieczornym,
 - $\lambda_2 = (-0,122 \pm j8,194) 1/s$ - układ w szczycie przedpołudniowym,
 - $\lambda_2 = (-0,053 \pm j8,294) 1/s$ - układ w dolinie nocnej;
- 3) zastępczy zespół wytwórczy przyłączony do węzła wytwórczego DBN113 (elektrownia w Opolu), mający maksymalny czynnik udziału dla wartości własnych:
 - $\lambda_3 = (-0,153 \pm j8,558) 1/s$ - układ w szczycie wieczornym,
 - $\lambda_3 = (-0,146 \pm j8,519) 1/s$ - układ w szczycie przedpołudniowym,
- 4) zastępczy zespół wytwórczy przyłączony do węzła wytwórczego ROG211 (elektrownia w Bełchatowie), mający maksymalny czynnik udziału dla wartości własnych:
 - $\lambda_4 = (-0,184 \pm j9,556) 1/s$ - układ w szczycie wieczornym,
 - $\lambda_4 = (-0,200 \pm j9,516) 1/s$ - układ w szczycie przedpołudniowym,
 - $\lambda_4 = (-0,138 \pm j9,459) 1/s$ - układ w dolinie nocnej;
- 5) zespół wytwórczy DBN-G2 przyłączony do węzła wytwórczego DBN133 (elektrownia w Opolu), mający maksymalny czynnik udziału dla wartości własnych:
 - $\lambda_5 = (-0,199 \pm j9,290) 1/s$ - układ w szczycie wieczornym,
 - $\lambda_5 = (-0,202 \pm j9,222) 1/s$ - układ w szczycie przedpołudniowym,
- 6) zastępczy zespół wytwórczy przyłączony do węzła wytwórczego ZRC415 (elektrownia w Żarnowcu), mający maksymalny czynnik udziału dla wartości własnej:
 - $\lambda_6 = (-0,299 \pm j7,219) 1/s$ - układ w szczycie wieczornym.

Na rys. 8.1 oznaczono przez * optymalne umiejscowienie stabilizatorów systemowych w KSEE.

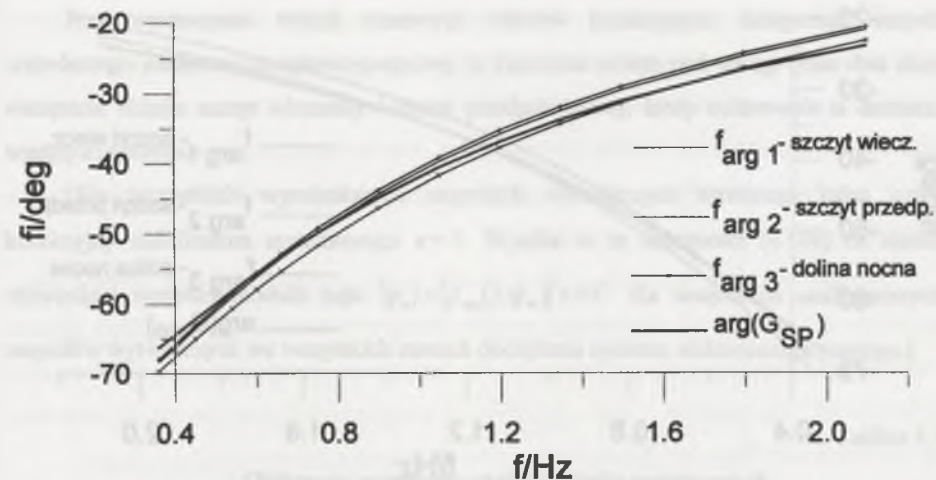
8.3. Wyniki obliczeń parametrów stabilizatorów systemowych dla systemu elektroenergetycznego o modelu zlinearyzowanym wokół ustalonego punktu pracy

Parametry stabilizatorów systemowych obliczono metodą przedstawioną w rozdziale 6 niniejszej rozprawy. Stałe czasowe korektora wyznaczono poprzez minimalizację odchyłek kąta fazowego transmitancji $G_{SPi}(j2\pi f)$ od kątów fazowych $f_{arg k}(2\pi f)$, wynikających z transmitancji $G_{Mzi}(j2\pi f)$, przyporządkowanych wszystkim stanom obciążenia systemu elektroenergetycznego w zakresie częstotliwości kołysań elektromechanicznych. Na rys. 6.5 przedstawiono odpowiednie częstotliwościowe charakterystyki kątów fazowych transmitancji dla zastępczego zespołu wytwórczego w węźle wytwórczym ROG221. Na rys. 8.5÷8.9 przedstawiono analogiczne częstotliwościowe charakterystyki kątów fazowych transmitancji dla zastępczych zespołów wytwórczych z węzłów: ROG411, DBN113, ROG211, DBN133, ZRC415. (W załączniku Z5 podano podstawowe dane odnośnie do mocy generowanej przez wymienione wyżej zespoły wytwórcze w różnych stanach obciążenia systemu).



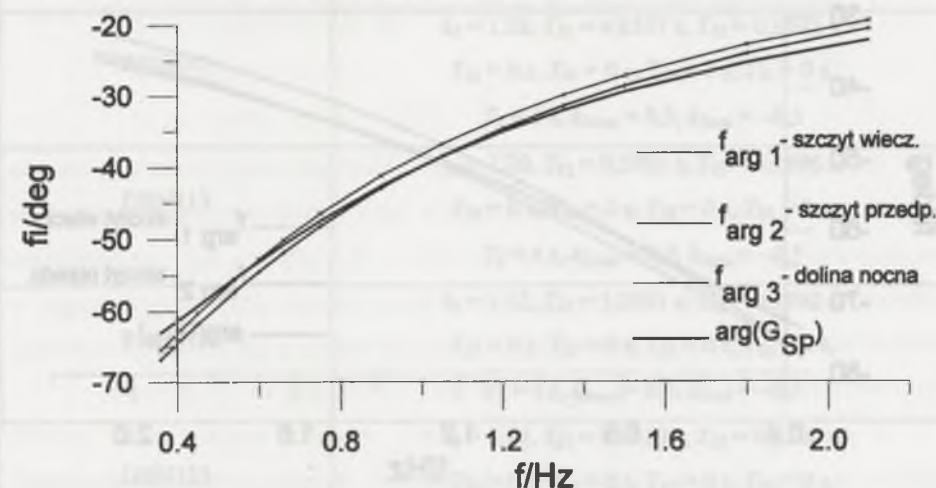
Rys. 8.5. Częstotliwościowe charakterystyki kąta fazowego wykorzystane do wyznaczenia stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego zastosowanego w zastępczym zespole wytwórczym węzła wytwórczego ROG441 dla różnych stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego

Fig. 8.5. The phase angle-frequency characteristics used to determine the corrector time constants of PSS installed in the equivalent generating unit of the node ROG441 at various load rates of the power system



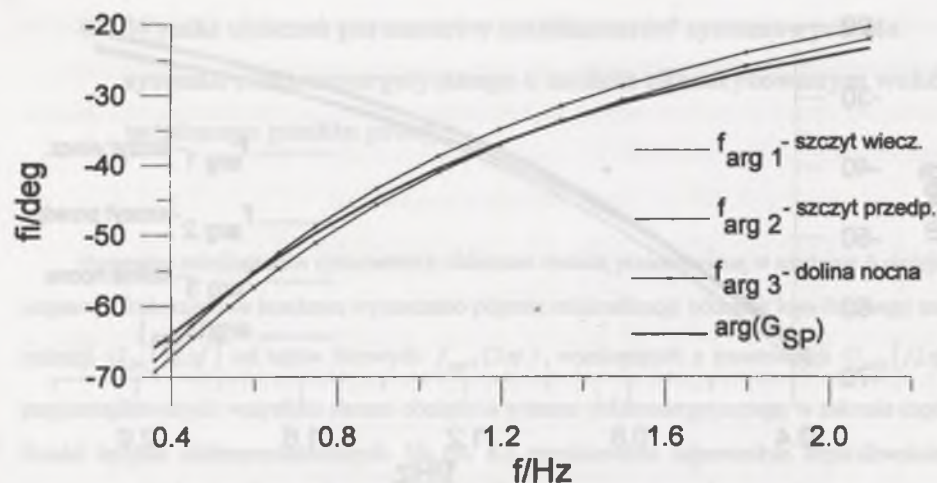
Rys. 8.6. Częstotliwościowe charakterystyki kąta fazowego wykorzystane do wyznaczenia stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego zastosowanego w zastępczym zespole wytwórczym węzła wytwórczego DBN113 dla różnych stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego

Fig. 8.6. The phase angle-frequency characteristics used to determine the corrector time constants of PSS installed in the equivalent generating unit of the node DBN113 at various load rates of the power system



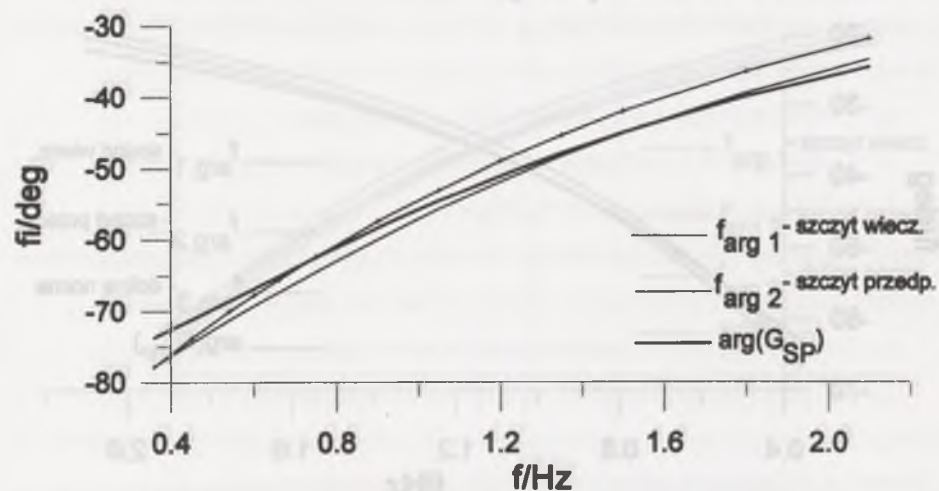
Rys. 8.7. Częstotliwościowe charakterystyki kąta fazowego wykorzystane do wyznaczenia stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego zastosowanego w zastępczym zespole wytwórczym węzła wytwórczego ROG211 dla różnych stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego

Fig. 8.7. The phase angle-frequency characteristics used to determine the corrector time constants of PSS installed in the equivalent generating unit of the node ROG211 at various load rates of the power system



Rys. 8.8. Częstotliwościowe charakterystyki kąta fazowego wykorzystane do wyznaczenia stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego zastosowanego w zastępczym zespole wytwórczym węzła wytwórczego DBN133 dla różnych stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego

Fig. 8.8. The phase angle-frequency characteristics used to determine the corrector time constants of PSS installed in the equivalent generating unit of the node DBN133 at various load rates of the power system



Rys. 8.9. Częstotliwościowe charakterystyki kąta fazowego wykorzystane do wyznaczenia stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego zastosowanego w zastępczym zespole wytwórczym węzła wytwórczego ZRC415 dla różnych stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego

Fig. 8.9. The phase angle-frequency characteristics used to determine the corrector time constants of PSS installed in the equivalent generating unit of the node ZRC415 at various load rates of the power system

Przy wyznaczaniu stałych czasowych członów korekcyjnych zastępczego zespołu wytwórczego elektrowni szczytowo-pompowej w Żarnowcu wzięto pod uwagę tylko dwa stany obciążenia układu: szczyt wieczorny i szczyt przedpołudniowy, kiedy elektrownia ta dostarcza energię do systemu.

(We wszystkich wymienionych zespołach wytwórczych wystarcza jeden człon korekcyjny stabilizatora systemowego $\kappa=1$. Wynika to ze zależności (6.10a) na skutek niewielkiej wartości modułu kąta $|\varphi_w| = \left| f_{wv} (2\pi f_w) \right| < 45^\circ$ dla wszystkich analizowanych zespołów wytwórczych we wszystkich stanach obciążenia systemu elektroenergetycznego.)

Tablica 8.5

Obliczone parametry stabilizatorów systemowych

Nazwa węzła wytwórczego z zastępczym zespołem wytwórczym	Parametry stabilizatorów systemowych
ROG221	$k_S = 1,24, T_{S1} = 6,9967 \text{ s}, T_{S2} = 0,1721 \text{ s},$ $T_{S3} = 0 \text{ s}, T_{S4} = 0 \text{ s}, T_{S5} = 0 \text{ s}, T_{S6} = 0 \text{ s},$ $T_S = 4 \text{ s}, k_{Smax} = 0,5, k_{Smin} = -0,5$
ROG441	$k_S = 1,28, T_{S1} = 4,6557 \text{ s}, T_{S2} = 0,1692 \text{ s},$ $T_{S3} = 0 \text{ s}, T_{S4} = 0 \text{ s}, T_{S5} = 0 \text{ s}, T_{S6} = 0 \text{ s},$ $T_S = 4 \text{ s}, k_{Smax} = 0,5, k_{Smin} = -0,5$
DBN113	$k_S = 1,20, T_{S1} = 9,5966 \text{ s}, T_{S2} = 0,1706 \text{ s},$ $T_{S3} = 0 \text{ s}, T_{S4} = 0 \text{ s}, T_{S5} = 0 \text{ s}, T_{S6} = 0 \text{ s},$ $T_S = 4 \text{ s}, k_{Smax} = 0,5, k_{Smin} = -0,5$
ROG211	$k_S = 1,12, T_{S1} = 5,2001 \text{ s}, T_{S2} = 0,1792 \text{ s},$ $T_{S3} = 0 \text{ s}, T_{S4} = 0 \text{ s}, T_{S5} = 0 \text{ s}, T_{S6} = 0 \text{ s},$ $T_S = 4 \text{ s}, k_{Smax} = 0,5, k_{Smin} = -0,5$
DBN133	$k_S = 1,12, T_{S1} = 7,9619 \text{ s}, T_{S2} = 0,1700 \text{ s},$ $T_{S3} = 0 \text{ s}, T_{S4} = 0 \text{ s}, T_{S5} = 0 \text{ s}, T_{S6} = 0 \text{ s},$ $T_S = 4 \text{ s}, k_{Smax} = 0,5, k_{Smin} = -0,5$
ZRC415	$k_S = 1,26, T_{S1} = 8,1203 \text{ s}, T_{S2} = 0,1035 \text{ s},$ $T_{S3} = 0 \text{ s}, T_{S4} = 0 \text{ s}, T_{S5} = 0 \text{ s}, T_{S6} = 0 \text{ s},$ $T_S = 4 \text{ s}, k_{Smax} = 0,5, k_{Smin} = -0,5$

Współczynniki wzmocnienia stabilizatorów systemowych wyznaczono szacunkowo przyjmując założenie, że w statycznym stanie ustalonym stosunek względnych wartości składowej momentu tłumiącego generatora synchronicznego wynikającej z działania stabilizatora systemowego i wielkości wejściowej stabilizatora jest równy zadanej wartości 20. W tym przypadku wzięto pod uwagę najbardziej niekorzystny stan obciążenia systemu elektroenergetycznego - szczyt wieczorny.

Ponadto przyjęto wartości stałej czasowej członu różniczkującego według uwag zawartych w rozdziale 6.1. Dodatkowo przyjęto jednakowe wartości ograniczników sygnału wyjściowego stabilizatorów systemowych dla wszystkich uwzględnianych stabilizatorów systemowych. (Ograniczniki sygnału wyjściowego stabilizatorów systemowych nie wpływają na zależności określone dla zlinearyzowanego modelu systemu elektroenergetycznego).

Uzyskane wyniki parametrów stabilizatorów systemowych dla poszczególnych zespołów wytwórczych przedstawiono w tablicy 8.5.

8.4. Elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu zlinearyzowanego modelu systemu elektroenergetycznego ze stabilizatorami systemowymi

Dla rozpatrywanego systemu elektroenergetycznego obliczono elektromechaniczne wartości własne po zainstalowaniu stabilizatorów systemowych przyjmując wyznaczone umiejscowienie oraz parametry stabilizatorów. W tablicy 8.6 przedstawiono elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu systemu elektroenergetycznego w szczycie wieczornym uporządkowane według malejących części rzeczywistych. Ich numeracja nie odpowiada numeracji wartości własnych układu bez stabilizatorów systemowych.

Z porównania elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu systemu wynika, że zainstalowanie stabilizatorów systemowych wydatnie powiększa tłumienność układu. Wartości własne zostają korzystnie przesunięte w lewo na płaszczyźnie liczb zespolonych, co dotyczy w szczególności wartości własnych związanych z modami najmniej tłumionymi. Po zainstalowaniu w układzie stabilizatorów systemowych spełnione są kryteria (4.18) i (4.19) dotyczące kołysaniowych przebiegów elektromechanicznych w stanach nieustalonych.

Elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu systemu w szczycie wieczornym po zainstalowaniu stabilizatorów systemowych

$\Rightarrow \lambda_1 = (-0,368 \pm j6,592) 1/s$	$\lambda_{29} = (-0,565 \pm j9,630) 1/s$
$\lambda_2 = (-0,375 \pm j8,886) 1/s$	$\lambda_{30} = (-0,574 \pm j9,386) 1/s$
$\lambda_3 = (-0,385 \pm j7,923) 1/s$	$\lambda_{31} = (-0,577 \pm j9,495) 1/s$
$\lambda_4 = (-0,393 \pm j7,256) 1/s$	$\lambda_{32} = (-0,594 \pm j9,003) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_5 = (-0,403 \pm j8,572) 1/s$	$\lambda_{33} = (-0,604 \pm j3,833) 1/s$
$\lambda_6 = (-0,409 \pm j8,366) 1/s$	$\lambda_{34} = (-0,617 \pm j8,912) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_7 = (-0,410 \pm j7,198) 1/s$	$\lambda_{35} = (-0,618 \pm j9,239) 1/s$
$\lambda_8 = (-0,411 \pm j8,233) 1/s$	$\lambda_{36} = (-0,619 \pm j9,323) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_9 = (-0,420 \pm j8,189) 1/s$	$\lambda_{37} = (-0,620 \pm j9,629) 1/s$
$\lambda_{10} = (-0,446 \pm j8,451) 1/s$	$\lambda_{38} = (-0,637 \pm j9,365) 1/s$
$\lambda_{11} = (-0,460 \pm j7,832) 1/s$	$\lambda_{39} = (-0,641 \pm j9,655) 1/s$
$\lambda_{12} = (-0,462 \pm j8,768) 1/s$	$\lambda_{40} = (-0,642 \pm j9,274) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_{13} = (-0,475 \pm j9,318) 1/s$	$\lambda_{41} = (-0,647 \pm j7,824) 1/s$
$\lambda_{14} = (-0,486 \pm j8,674) 1/s$	$\lambda_{42} = (-0,648 \pm j9,230) 1/s$
$\lambda_{15} = (-0,488 \pm j9,119) 1/s$	$\Rightarrow \lambda_{43} = (-0,649 \pm j9,586) 1/s$
$\lambda_{16} = (-0,490 \pm j8,727) 1/s$	$\lambda_{44} = (-0,660 \pm j8,338) 1/s$
$\lambda_{17} = (-0,491 \pm j4,840) 1/s$	$\lambda_{45} = (-0,666 \pm j7,701) 1/s$
$\lambda_{18} = (-0,495 \pm j9,208) 1/s$	$\lambda_{46} = (-0,709 \pm j10,125) 1/s$
$\lambda_{19} = (-0,495 \pm j8,901) 1/s$	$\lambda_{47} = (-0,762 \pm j5,405) 1/s$
$\lambda_{20} = (-0,503 \pm j9,329) 1/s$	$\lambda_{48} = (-0,773 \pm j5,473) 1/s$
$\lambda_{21} = (-0,508 \pm j9,173) 1/s$	$\lambda_{49} = (-0,788 \pm j8,518) 1/s$
$\lambda_{22} = (-0,511 \pm j9,256) 1/s$	$\lambda_{50} = (-0,836 \pm j8,363) 1/s$
$\lambda_{23} = (-0,512 \pm j7,882) 1/s$	$\lambda_{51} = (-0,874 \pm j9,263) 1/s$
$\lambda_{24} = (-0,521 \pm j9,208) 1/s$	$\lambda_{52} = (-0,944 \pm j10,120) 1/s$
$\lambda_{25} = (-0,535 \pm j8,552) 1/s$	$\lambda_{53} = (-0,965 \pm j6,750) 1/s$
$\lambda_{26} = (-0,559 \pm j3,520) 1/s$	$\lambda_{54} = (-1,000 \pm j7,584) 1/s$
$\Rightarrow \lambda_{27} = (-0,559 \pm j9,366) 1/s$	$\lambda_{55} = (-1,026 \pm j10,685) 1/s$
$\lambda_{28} = (-0,561 \pm j9,528) 1/s$	$\lambda_{56} = (-1,202 \pm j9,133) 1/s$

8.5. Wyniki optymalizacji parametrów stabilizatorów systemowych przy uwzględnieniu dużych zakłóceń stanu równowagi

W celu określenia uogólnionego syntetycznego wskaźnika jakości przebiegów regulacyjnych zakłóceń krytycznych w systemie (7.4) wyodrębniono trzy zakłócenia krytyczne w postaci krótkotrwałych zwarc symetrycznych o czasie trwania $t_{zi} = 0,2$ s w liniach przesyłowych znajdujących się blisko elektrowni, w których pracują zespoły wytwórcze mające największe co do modułu czynniki udziału dla wartości własnych odpowiedzialnych za najmniej tłumione mody zlinearyzowanego modelu systemu elektroenergetycznego [47, 48, 50]:

- 1) zakłócenie Z1 - zwarcie w linii przesyłowej w pobliżu elektrowni Bełchatów,
- 2) zakłócenie Z2 - zwarcie w linii przesyłowej w pobliżu elektrowni Żarnowiec,
- 3) zakłócenie Z3 - zwarcie w linii przesyłowej w pobliżu elektrowni Opole.

(Czas trwania zwarcia 0,2 s jest zbliżony do czasu dopuszczalnego ze względu na stabilność dynamiczną układu).

Przyjęto, że współczynniki wagowe występujące w uogólnionym wskaźniku jakości (7.4) są uzależnione od znamionowej mocy pozornej poszczególnych zespołów wytwórczych. Współczynniki wagowe związane z mocą czynną określono następującą relacją:

$$e_{Pijr} = \frac{n_{gir} S_{Gi}}{S_{max}} \quad (8.1)$$

gdzie: n_{gir} - ilość generatorów pracujących w i -tym zespole wytwórczym przy r -tym stanie pracy układu, S_{Gi} - znamionowa moc pozorna pojedynczego generatora synchronicznego pracującego w i -tym zespole wytwórczym, S_{max} - znamionowa moc pozorna zespołu wytwórczego, który generuje największą moc pozorną w poszczególnym stanie obciążenia systemu elektroenergetycznego. Współczynniki wagowe odnoszące się do prędkości obrotowej i napięć węzłowych określono następująco: dla zespołu wytwórczego ze stabilizatorem systemowym

$$e_{\omega ij r} = 10 e_{Pijr}, \quad e'_{Uijr} = 10 e_{Pijr}, \quad (8.2a)$$

dla zespołu wytwórczego bez stabilizatora

$$e_{\omega ij r} = 10 e_{Pijr}, \quad e'_{Uijr} = 0. \quad (8.2b)$$

Przy przekroczeniu zadanego zakresu zmian określono napięciowe współczynniki wag przyjmując

$$e''_{Uijr} = 100 \cdot e'_{Uijr} \quad (8.2c)$$

oraz wartości ograniczeń napięciowych

$$U_{min i} = 0,93 U_{ust i}, \quad U_{max i} = 1,07 U_{ust i}, \quad (8.2d)$$

gdzie $U_{ust i}$ - ustalona wartość napięcia generatora synchronicznego i -tego zespołu wytwórczego. Granice całkowania przyjęto $t_{0jr} = 0$ s, $t_{kjr} = 20$ s.

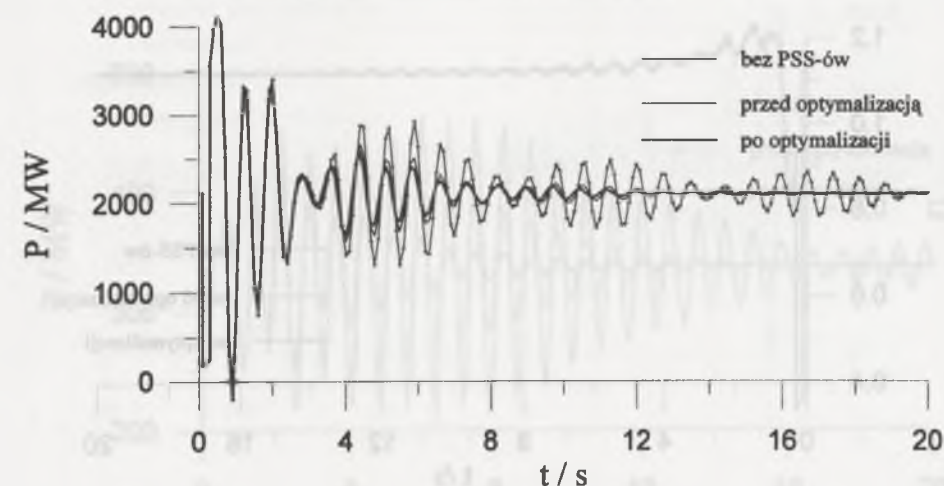
Przeprowadzono optymalizację uogólnionego syntetycznego wskaźnika jakości przebiegów regulacyjnych zakłóceń krytycznych w systemie (7.4) przy wykorzystaniu metody Hooke'a-Jeevesa. Obliczenia symulacyjne wykonano za pomocą programu DYNA opracowanego przez Instytut Energetyki Politechniki Warszawskiej [44]. W obliczeniach symulacyjnych pominięto oddziaływanie turbin.

Wyznaczono następujące współczynniki wzmocnienia stabilizatorów systemowych w poszczególnych węzłach wytwórczych:

$$\text{ROG221 } k_S = 3,77, \quad \text{ROG411 } k_S = 0,59, \quad \text{DBN113 } k_S = 8,24,$$

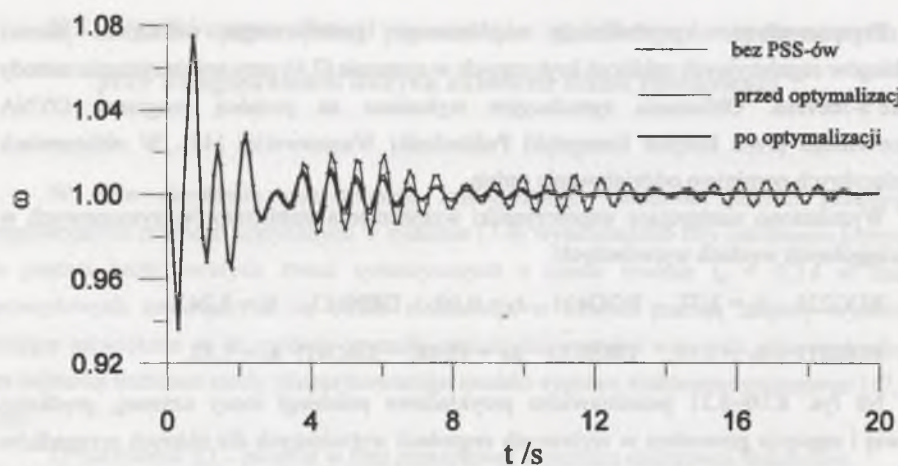
$$\text{ROG211 } k_S = 1,15, \quad \text{DBN133 } k_S = 15,98, \quad \text{ZRC415 } k_S = 5,52.$$

Na rys. 8.10+8.21 przedstawiono przykładowe przebiegi mocy czynnej, prędkości kątowej i napięcia generatora w wybranych zespołach wytwórczych dla różnych przypadków zwarc i stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego. Przebiegi te odnoszą się kolejno do: wyłączonych stabilizatorów systemowych, zastosowania stabilizatorów o parametrach wyznaczonych dla systemu elektroenergetycznego o zlinearyzowanych równaniach stanu, uwzględnienia współczynników wzmocnienia wynikających z optymalizacji przy dużych zakłóceniach.



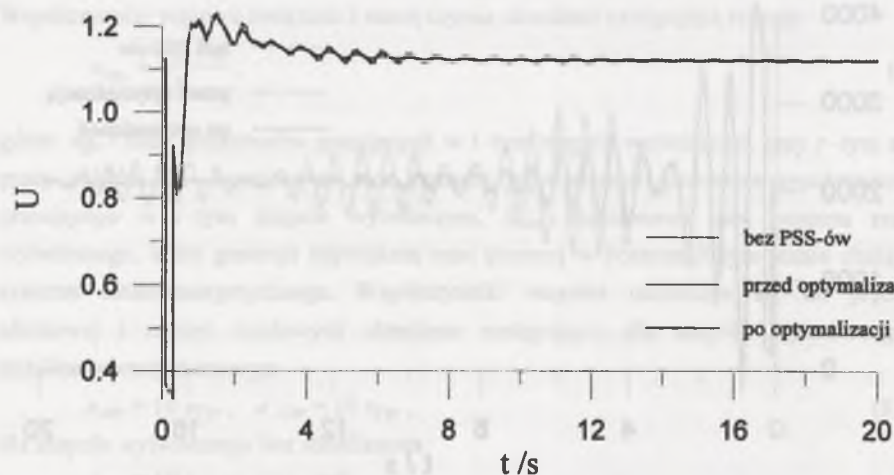
Rys. 8.10. Przebieg mocy czynnej zastępczego zespołu wytwórczego pracującego w węzle ROG411 po przejściowym zwarcu Z1 w szczycie wieczornym

Fig. 8.10. Transient course of active power of the equivalent generating unit operating at ROG411 node after temporary short-circuit Z1 in the evening peak load state



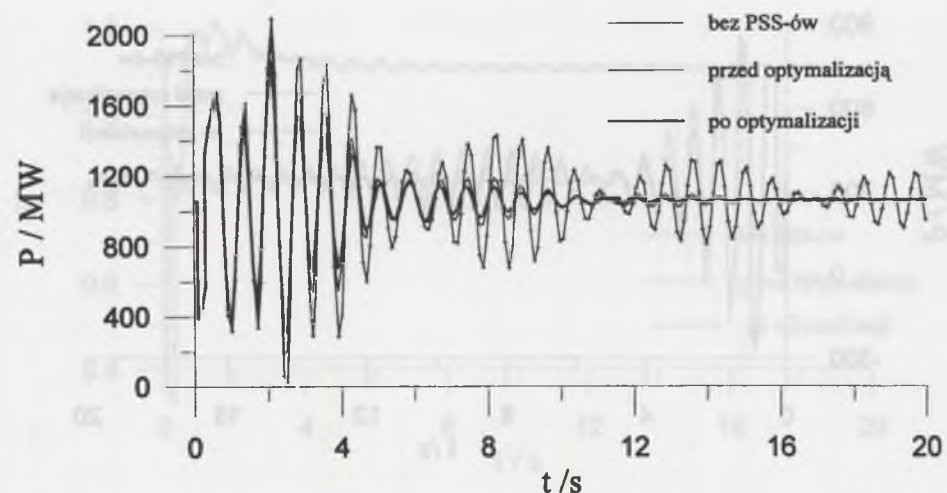
Rys. 8.11. Przebieg prędkości kątovej zastępczego zespołu wytwórczego pracującego w węzle ROG411 po przejściowym zwarciu Z1 w szczycie wieczornym

Fig. 8.11. Transient course of angular speed of the equivalent generating unit operating at ROG411 node after temporary short-circuit Z1 in the evening peak load state



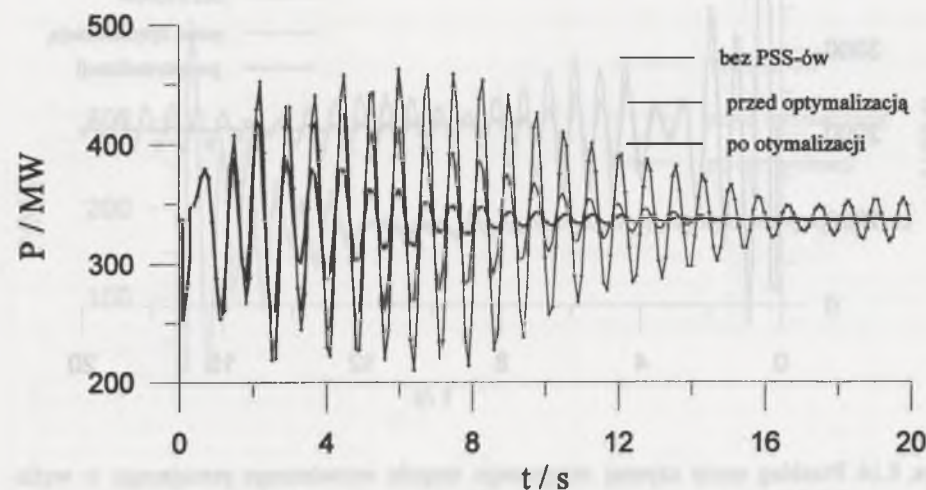
Rys. 8.12. Przebieg napięcia generatora synchronicznego zastępczego zespołu wytwórczego pracującego w węzle ROG411 po przejściowym zwarciu Z1 w szczycie wieczornym

Fig. 8.12. Transient course of synchronous generator voltage of the equivalent generating unit operating at ROG411 node after temporary short-circuit Z1 in the evening peak load state



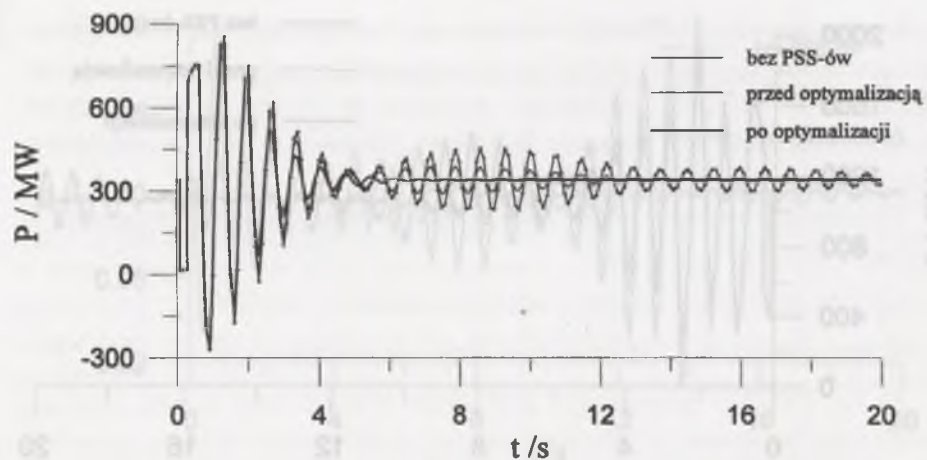
Rys. 8.13. Przebieg mocy czynnej zastępczego zespołu wytwórczego pracującego w węzle ROG221 po przejściowym zwarciu Z1 w szczycie wieczornym

Fig. 8.13. Transient course of active power of the equivalent generating unit operating at ROG221 node after temporary short-circuit Z1 in the evening peak load state



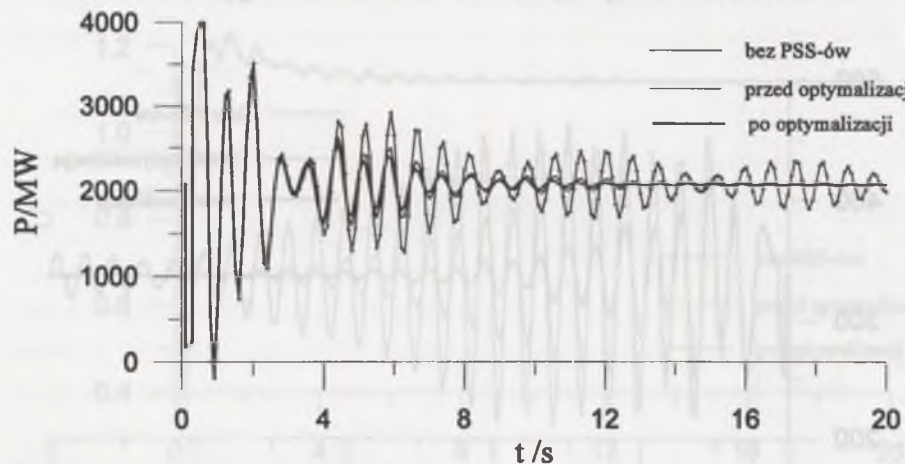
Rys. 8.14. Przebieg mocy czynnej zastępczego zespołu wytwórczego pracującego w węzle DBN113 po przejściowym zwarciu Z1 w szczycie wieczornym

Fig. 8.14. Transient course of active power of the equivalent generating unit operating at DBN113 node after temporary short-circuit Z1 in the evening peak load state



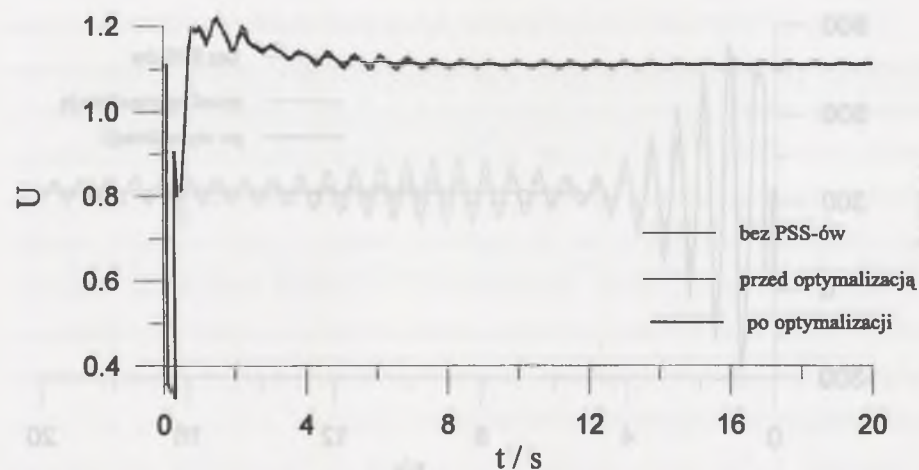
Rys. 8.15. Przebieg mocy czynnej zastępczego zespołu wytwórczego pracującego w węźle DBN113 po przejściowym zwarciu Z3 w szczycie wieczornym

Fig. 8.15. Transient course of active power of the equivalent generating unit operating at DBN113 node after temporary short-circuit Z3 in the evening peak load state



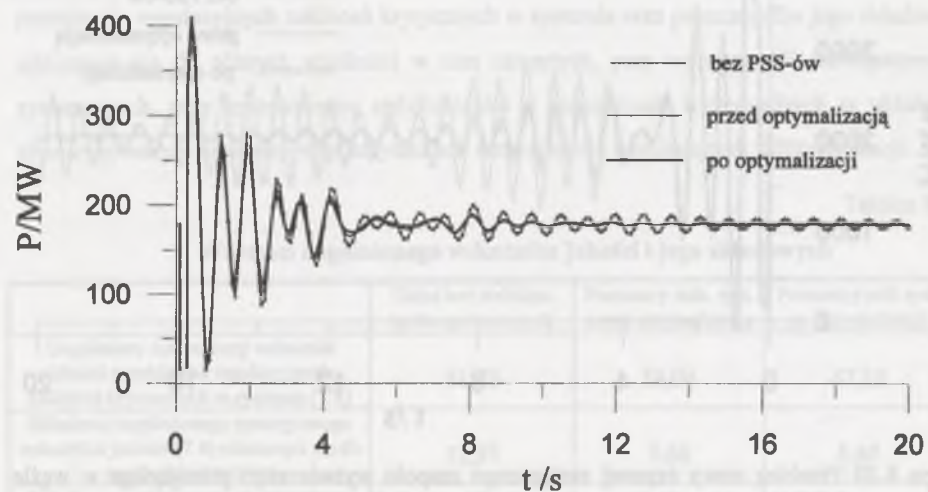
Rys. 8.16. Przebieg mocy czynnej zastępczego zespołu wytwórczego pracującego w węźle ROG411 po przejściowym zwarciu Z1 w szczycie przedpołudniowym

Fig. 8.16. Transient course of active power of the equivalent generating unit operating at ROG411 node after temporary short-circuit Z1 in the morning peak load state



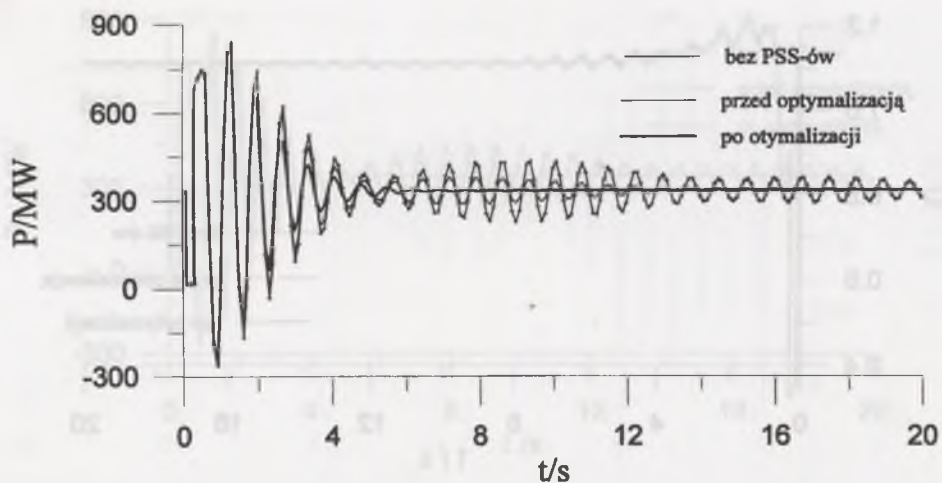
Rys. 8.17. Przebieg napięcia generatora synchronicznego zastępczego zespołu wytwórczego pracującego w węźle ROG411 po przejściowym zwarciu Z1 w szczycie przedpołudniowym

Fig. 8.17. Transient course of synchronous generator voltage of the equivalent generating unit operating at working in ROG411 node after temporary short-circuit Z1 in the morning peak load state



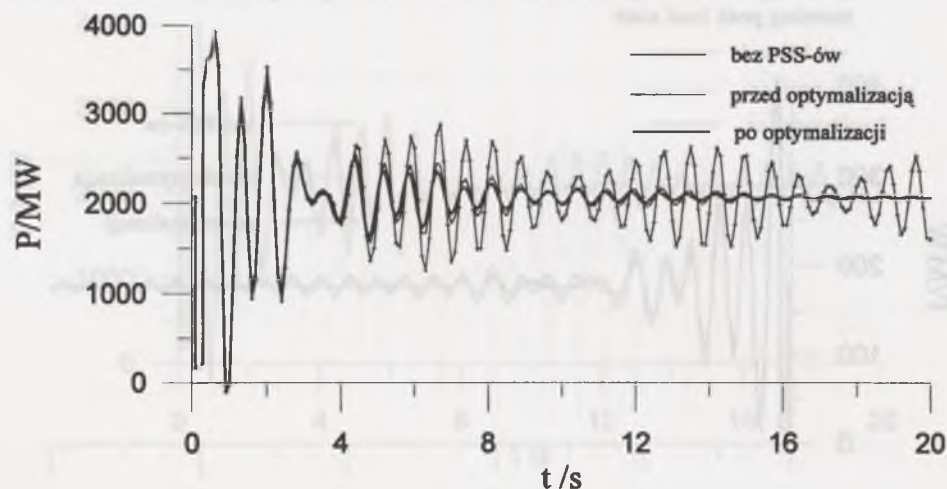
Rys. 8.18. Przebieg mocy czynnej zastępczego zespołu wytwórczego pracującego w węźle ZRC415 po przejściowym zwarciu Z2 w szczycie przedpołudniowym

Fig. 8.18. Transient course of active power of the equivalent generating unit operating at ZRC415 node after temporary short-circuit Z2 in the morning peak load state



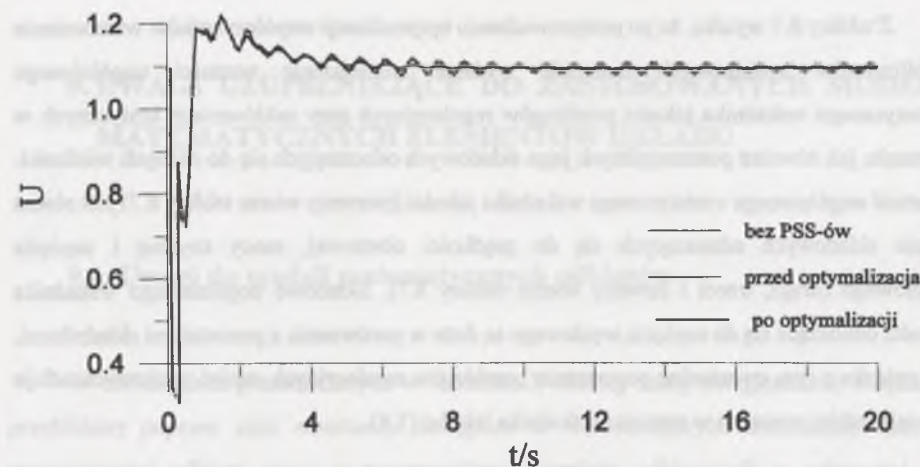
Rys. 8.19. Przebieg mocy czynnej zastępczego zespołu wytwórczego pracującego w węzle DBN113 po przejściowym zwarciu Z3 w szczycie przedpołudniowym

Fig. 8.19. Transient course of active power of the equivalent generating unit operating at DBN113 node after temporary short-circuit Z3 in the morning peak load state



Rys. 8.20. Przebieg mocy czynnej zastępczego zespołu wytwórczego pracującego w węzle ROG411 po przejściowym zwarciu Z1 w dolinie nocnej

Fig. 8.20. Transient course of active power of the equivalent generating unit operating at ROG411 node after temporary short-circuit Z1 in the night load deep state



Rys. 8.21. Przebieg napięcia generatora synchronicznego zastępczego zespołu wytwórczego pracującego w węzle ROG411 po przejściowym zwarciu Z1 w dolinie nocnej

Fig. 8.21. Transient course of synchronous generator voltage of the equivalent generating unit operating at ROG411 node after temporary short-circuit Z1 in the night load deep

W tabelicy 8.7 zestawiono wartości uogólnionego syntetycznego wskaźnika jakości (7.4) przebiegów regulacyjnych zakłóceń krytycznych w systemie oraz poszczególne jego składowe odnoszące się do różnych wielkości w nim zawartych, przy wyłączonych stabilizatorach systemowych, przy zastosowaniu stabilizatorów o parametrach wyznaczonych w układzie zlinearyzowanym oraz przy współczynnikach wzmocnienia wynikających z optymalizacji.

Tablica 8.7

Wartości uogólnionego wskaźnika jakości i jego składowych

	Układ bez stabilizatorów systemowych	Parametry stab. syst. przed optymalizacją	Parametry stab syst. po optymalizacji
Uogólniony syntetyczny wskaźnik jakości przebiegów regulacyjnych zakłóceń krytycznych w systemie (7.4)	81,78	59,04	47,18
Składowa uogólnionego syntetycznego wskaźnika jakości (7.4) odnosząca się do prędkości obrotowej	12,93	9,66	8,68
Składowa uogólnionego syntetycznego wskaźnika jakości (7.4) odnosząca się do mocy czynnej	19,38	13,27	11,72
Składowa uogólnionego syntetycznego wskaźnika jakości (7.4) odnosząca się do napięcia generatora synchronicznego	49,47	36,11	26,78

Z tablicy 8.7 wynika, że po przeprowadzeniu optymalizacji współczynników wzmocnienia stabilizatorów systemowych następuje wydatne zmniejszenie wartości uogólnionego syntetycznego wskaźnika jakości przebiegów regulacyjnych przy zakłóceniach krytycznych w systemie, jak również poszczególnych jego składowych odnoszących się do różnych wielkości. Wartość uogólnionego syntetycznego wskaźnika jakości (pierwszy wiersz tablicy 8.7) jest równa sumie składowych odnoszących się do prędkości obrotowej, mocy czynnej i napięcia węzłowego (drugi, trzeci i czwarty wiersz tablicy 8.7). Składowe uogólnionego wskaźnika jakości odnoszące się do napięcia węzłowego są duże w porównaniu z pozostałymi składnikami. W związku z tym ewentualne pogorszenie przebiegów regulacyjnych napięć węzłowych odbije się najbardziej znacząco w wartości wskaźnika jakości (7.4).

9. UWAGI UZUPEŁNIAJĄCE DO ZASTOSOWANYCH MODELI MATEMATYCZNYCH ELEMENTÓW UKŁADU

9.1. Uwagi do modeli matematycznych odbiorów

W obliczeniach przedstawionych w rozdziale 8 odbiory mocy uwzględniono w sposób przybliżony poprzez stałe admitancje zastępcze. W dokładniejszych obliczeniach można reprezentować odbiory mocy w poszczególnych węzłach odbiorczych w zależności od charakteru tego odbioru, w przypadku silników synchronicznych poprzez zastępczą maszynę synchroniczną (reprezentującą wszystkie silniki synchroniczne w danym węźle odbiorczym) pracującą silnikowo, zaś w przypadku silników indukcyjnych przez maszynę asynchroniczną synchronizowaną, zbocznikowaną admitancją o stałej wartości, o zerowym obciążeniu i o zerowym prądzie wzbudzenia przy uwzględnieniu zastępczego momentu bezwładności mas wirujących.

Przykładowo do rozpatrywanego układu reprezentującego KSEE współpracujący z systemem UCPT wprowadzono w węźle PLE114 pobierającym w szczycie wieczornym stosunkowo dużą wartość (co do modułu) mocy zespolonej $S_O = (286,68 + j28,87) \text{ MV}\cdot\text{A}$:

- maszynę synchroniczną generującą moc $S_{SYN} = (-196,10 + j125,05) \text{ MV}\cdot\text{A}$ (maszyna synchroniczna przewzbudzona w warunkach pracy silnikowej pobiera moc $S_{pob} = -S_{SYN}$),
- maszynę asynchroniczną synchronizowaną generującą moc $S_{ASYN} = (0 - j141,75) \text{ MV}\cdot\text{A}$, (przy takiej wartości mocy biernej prąd wzbudzenia w stanie niezakłóceniovym jest równy zero). Tę moc S_{ASYN} trzeba skompensować stałą admitancją pobierającą moc $(0 - j141,75) \text{ MV}\cdot\text{A}$.

W celu uzupełnienia mocy zespolonej do wartości pierwotnie pobieranej S_O w analizowanym węźle odbiorczym wprowadzono również odpowiednie dodatkowe stałe admitancje wynikające z innych odbiorów nieelektromaszynowych.

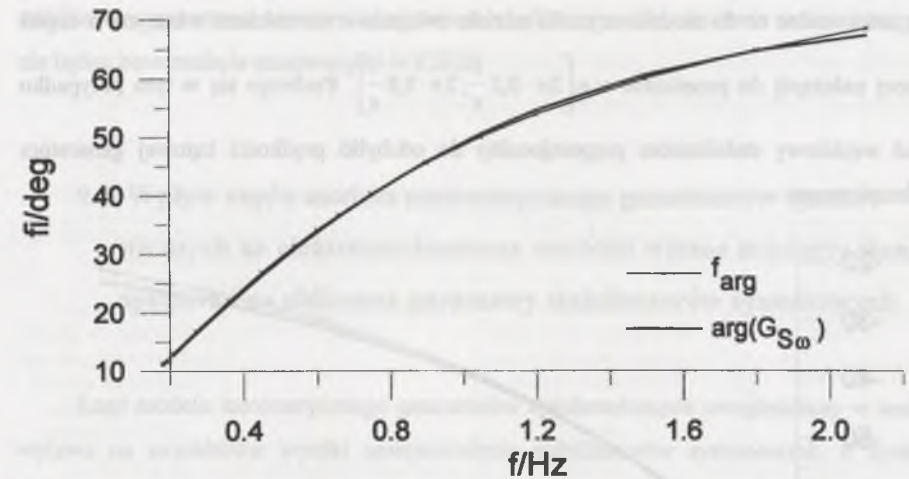
W załączniku Z6 w tablicach Z6.1 i Z6.2 przedstawiono elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu systemu w szczycie wieczornym dla dwóch wymienionych powyżej reprezentacji odbioru mocy w węźle PLE114.

Wzrost	Waga	ciężar	ciężar
1,75	60,0	105,0	105,0
1,70	55,0	95,0	95,0
1,65	50,0	85,0	85,0
1,60	45,0	75,0	75,0
1,55	40,0	65,0	65,0

Porównując tablice Z6.1, Z6.2 z tablicą 8.1 zauważamy bardzo nieznaczny wpływ uzupełniających modeli odbiorów mocy na zmiany poszczególnych elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu systemu. Uzyskuje się tylko nową wartość własną mającą największy co do modułu czynnik udziału dla nowo wprowadzonej maszyny w węźle PLE114. Zespoły wytwórcze mające maksymalne czynniki udziału dla wartości własnych odpowiedzialnych za mody najmniej tłumione są przy wprowadzonych zmianach w węźle PLE114 takie same jak w przypadku reprezentowania wszystkich odbiorów mocy przez stałe admitancje, nie zmienia się zatem optymalne umiejscowienia stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym.

9.2. Parametry stabilizatorów systemowych wyznaczone przy uwzględnieniu kołysań międzyobszarowych

Stale czasowe korektora stabilizatorów systemowych o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłki mocy czynnej w rozdziale 8 wyznaczono poprzez minimalizację w zakresie częstotliwości $0,4 \div 2,0$ Hz odchyłek kąta fazowego transmitancji $G_{sp}(j2\pi f)$ od kątów fazowych $f_{arg}(2\pi f)$, wynikających z transmitancji $G_{mzi}(j2\pi f)$, przyporządkowanych wszystkim stanom obciążenia systemu elektroenergetycznego. Jeśli w systemie elektroenergetycznym występują międzyobszarowe kołysania elektromechaniczne o bardzo małej częstotliwości, trzeba rozszerzyć zakres rozpatrywanych częstotliwości w kierunku jeszcze bardziej zmniejszonych wartości częstotliwości. Na rys. 9.1 i 9.2 przedstawiono częstotliwościową charakterystykę kąta fazowego $f_{arg}(2\pi f)$, charakterystykę $\arg\{G_{sa}(j2\pi f)\}$ lub $\arg\{G_{sp}(j2\pi f)\}$ otrzymaną po aproksymacji, ponadto podano wyniki obliczeń stałych czasowych korektora stabilizatora systemowego oraz błąd aproksymacji dla zastępczego zespołu wytwórczego w węźle wytwórczym ROG221. Wzięto pod uwagę tylko jeden stan pracy systemu - szczyt wieczorny, przy rozszerzeniu w dół zakresu rozpatrywanych częstotliwości kołysań elektromechanicznych do $0,2 \div 2,0$ Hz. Rys 9.1 odnosi się do przypadku zastosowania stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłek prędkości kątowej wirnika a rys. 9.2 do odchyłek mocy czynnej generatora synchronicznego.



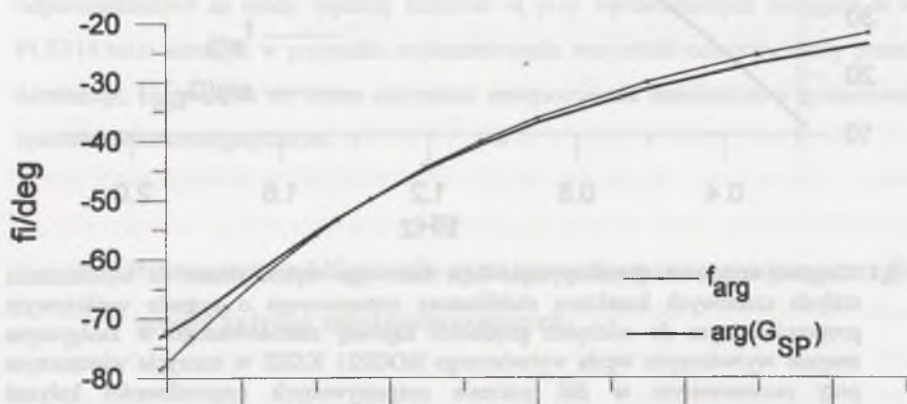
Rys. 9.1. Częstotliwościowe charakterystyki kąta fazowego wykorzystane do wyznaczenia stałych czasowych korektora stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłek prędkości kątowej zastosowanego w zastępczym zespole wytwórczym węzła wytwórczego ROG221 KSEE w szczytce wieczornym przy rozszerzonym w dół zakresie rozpatrywanych częstotliwości kołysań elektromechanicznych $f \in [0,2; 2]$ Hz oraz uzyskane wyniki: $T_{S1} = 0,0299$ s, $T_{S2} = 0,1549$ s, $T_{S3} = 0,0269$ s, $T_{S4} = 0,0741$ s, błąd średniokwadratowy aproksymacji $\delta = 0,50^\circ$

Fig. 9.1. The phase angle-frequency characteristics used to determine the corrector time constants of PSS (with angular speed deviation input signal) installed to the equivalent generating unit at node ROG221 in the KSEE (evening load peak) at expanded downwards frequency range of the electromechanical swings $f \in [0,2; 2]$ Hz. Evaluated time constants: $T_{S1} = 0,0299$ s, $T_{S2} = 0,1549$ s, $T_{S3} = 0,0269$ s, $T_{S4} = 0,0741$ s, approximation mean square error $\delta = 0,50^\circ$

Okazuje się, że uzyskuje się lepszą aproksymację odpowiednich częstotliwościowych charakterystyk kąta fazowego w rozszerzonym w dół zakresie częstotliwości kołysań elektromechanicznych przy zastosowaniu stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłki prędkości kątowej generatora synchronicznego (błąd aproksymacji wynosi $0,50^\circ$ w porównaniu do $1,13^\circ$ przy zastosowaniu stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłki mocy czynnej). Unaoczniają to rys. 9.1, 9.2, rys. 6.2, 6.3 oraz tablice Z4.1, Z4.2.

W nawiązaniu do rozdz. 4 można uzasadnić celowość wyodrębnienia grupy stabilizatorów systemowych przeznaczonych do tłumienia kołysań międzyobszarowych. W związku z tym instaluje się stabilizatory systemowe w tych zespołach wytwórczych, które

mają maksymalne co do modułu czynniki udziału związane z wartościami własnymi o części urojonej należącej do przedziału $\nu \in \left[2\pi \cdot 0,2 \frac{1}{s}; 2\pi \cdot 0,8 \frac{1}{s} \right]$. Preferuje się w tym przypadku sygnał wejściowy stabilizatora proporcjonalny do odchyłki prędkości kątowej generatora synchronicznego.



Rys. 9.2. Częstotliwościowe charakterystyki kąta fazowego wykorzystane do wyznaczenia stałych czasowych korektora stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłek mocy czynnej zastosowanego w zastępczym zespole wytwórczym węzła wytwórczego ROG221 KSEE w szczycie wieczornym przy rozszerzonym w dół zakresie rozpatrywanych częstotliwości kołysań elektromechanicznych $f \in [0,2; 2]$ Hz oraz uzyskane wyniki: $T_{S1} = 8,5964$ s, $T_{S2} = 0,1703$ s, błąd średniokwadratowy aproksymacji $\delta = 1,13^\circ$

Fig. 9.2. The phase angle-frequency characteristics used to determine the corrector time constants of PSS (with active power deviation input signal) installed to the equivalent generating unit at node ROG221 in the KSEE (evening load peak) at expanded downwards frequency range of the electromechanical swings $f \in [0,2; 2]$ Hz. Evaluated time constants: $T_{S1} = 8,5964$ s, $T_{S2} = 0,1703$ s, approximation mean square error $\delta = 1,13^\circ$

W dużym zakresie częstotliwości otrzymuje się dobre tłumienie kołysań elektromechanicznych również przy stosowaniu stabilizatorów systemowych mających więcej niż jeden sygnał wejściowy, np. dwa sygnały wejściowe: jeden proporcjonalny do odchyłek prędkości kątowej, a drugi do odchyłek mocy czynnej generatora synchronicznego. Tego typu

stabilizatory systemowe nie są przedmiotem szczegółowej analizy działania w niniejszej pracy nie będąc powszechnie stosowanymi w KSEE.

9.3. Wpływ rzędu modelu matematycznego generatorów synchronicznych na elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu systemu i na obliczane parametry stabilizatorów systemowych

Rząd modelu matematycznego generatorów synchronicznych uwzględniany w analizie wpływa na uzyskiwane wyniki umiejscowienia stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym oraz na parametry stabilizatorów systemowych. W tabelicy 9.1 przedstawiono elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu uporządkowane według malejących części rzeczywistych odnoszące się do rozpatrywanego systemu elektroenergetycznego (KSEE). Przedstawione wartości własne są odpowiedzialne za najmniej tłumione mody przyporządkowane węzłom wytwórczym, w których pracują zastępcze zespoły wytwórcze mające maksymalne (co do modułu) czynniki udziału dla tych wartości własnych. Uwzględniono tu następujące dwa przypadki modeli matematycznych generatorów synchronicznych, których cechy przedstawiono w rozdz. 2:

- 1) wszystkie generatory synchroniczne w analizowanym systemie mają model matematyczny rzędu IV (tak, jak w obliczenia przedstawionych w rozdziale 8),
- 2) generatory synchroniczne krajowych zespołów wytwórczych mają model matematyczny rzędu VI, a zagraniczne model rzędu IV.

Przedstawione wyniki w tabelicy 9.1 odnoszą się do szczytu wieczornego analizowanego układu. Parametry generatorów przyjęto według opracowania [80].

Z tabelicy 9.1 wynika, że elektromechaniczne wartości własne odpowiedzialne za najmniej tłumione mody przesuwają się w lewo na płaszczyźnie liczb zespolonych przy zastosowaniu modelu matematycznego wyższego rzędu (rzędu VI) dla generatorów synchronicznych w krajowych zespołach wytwórczych. Przy zmianie modeli generatorów synchronicznych części urojone wartości własnych zmieniają się tylko nieznacznie, natomiast zwiększa się tłumienie układu, ponieważ uwzględnia się dodatkowe obwody tłumiące w wimikach generatorów synchronicznych odpowiednio do modelu generatora. Powtarzają się zespoły wytwórcze mające maksymalne czynniki udziału dla wartości własnych

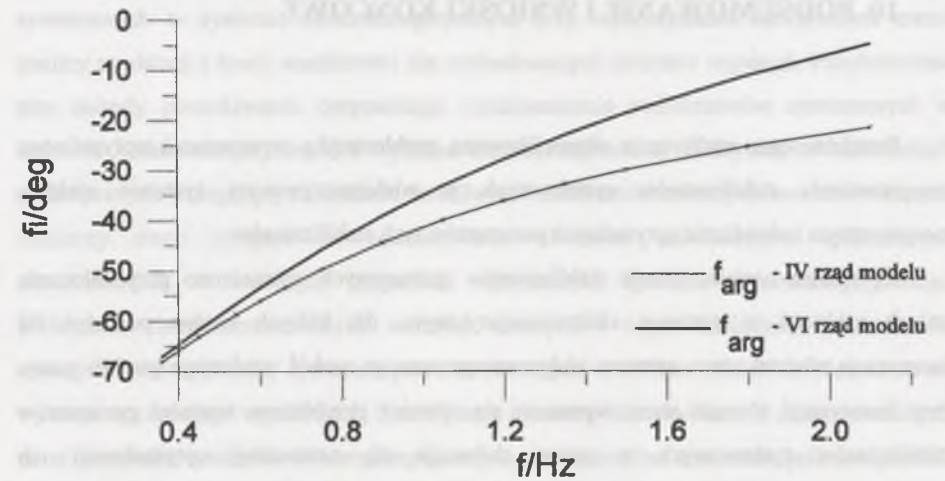
odpowiedzialnych za mody najmniej tłumione dla obu przypadków reprezentacji generatorów synchronicznych. Analogiczne wyniki otrzymuje się w analizie optymalnego rozmieszczenia stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym.

Tablica 9.1

Elektromechaniczne wartości własne odpowiedzialne za najmniej tłumione mody

IV rząd modelu matematycznego generatorów synchronicznych w krajowych zespołach wytwórczych		VI rząd modelu matematycznego generatorów synchronicznych w krajowych zespołach wytwórczych	
Elektromechaniczna wartość własna	węzeł wytwórczy przyłączony do zespołu wytwórczego, który ma maksymalny czynnik udziału dla danej wartości własnej	elektromechaniczna wartość własna	węzeł wytwórczy przyłączony do zespołu wytwórczego, który ma maksymalny czynnik udziału dla danej wartości własnej
$\lambda_1 = (-0,071 \pm j9,329) \text{ 1/s}$	ROG221	$\lambda_1 = (-0,167 \pm j8,334) \text{ 1/s}$	ROG411
$\lambda_2 = (-0,139 \pm j8,190) \text{ 1/s}$	ROG411	$\lambda_2 = (-0,222 \pm j9,556) \text{ 1/s}$	ROG221
$\lambda_3 = (-0,153 \pm j8,558) \text{ 1/s}$	DBN113	$\lambda_3 = (-0,254 \pm j8,740) \text{ 1/s}$	DBN113
$\lambda_4 = (-0,184 \pm j9,556) \text{ 1/s}$	ROG211	$\lambda_4 = (-0,365 \pm j7,340) \text{ 1/s}$	ZRC415
$\lambda_5 = (-0,199 \pm j9,290) \text{ 1/s}$	DBN133	$\lambda_5 = (-0,382 \pm j6,757) \text{ 1/s}$	ZRC415
$\lambda_6 = (-0,299 \pm j7,219) \text{ 1/s}$	ZRC415	$\lambda_6 = (-0,385 \pm j9,559) \text{ 1/s}$	DBN133
$\lambda_7 = (-0,329 \pm j6,592) \text{ 1/s}$	ZRC415	$\lambda_7 = (-0,387 \pm j9,844) \text{ 1/s}$	ROG211

Na rys. 9.3 przedstawiono częstotliwościową charakterystykę kąta fazowego $f_{\text{arg}}(2\pi f)$ wykorzystywaną (poprzez odpowiednią aproksymację) do wyznaczenia stałych czasowych korektora stabilizatora systemowego dla dwóch wymienionych przypadków modeli matematycznych generatorów synchronicznych. Uwzględniono tu zastępczy zespół wytwórczy w węźle wytwórczym ROG221 w szczycie wieczornym przy zastosowaniu stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłek mocy czynnej. Rys. 9.3 potwierdza, że modele matematyczne generatorów synchronicznych wpływają na charakterystyki modelu systemu elektroenergetycznego $f_{\text{arg}}(2\pi f)$ służące do wyznaczenia stałych czasowych stabilizatorów systemowych. Zachodzi zatem potrzeba dysponowania zestawem parametrów modeli matematycznych elementów systemu elektroenergetycznego, między innymi modeli odpowiednio wysokich rzędów generatorów synchronicznych, które możliwie dokładnie odwzorują rzeczywiste właściwości elektromagnetyczne generatorów zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym.



Rys. 9.3. Częstotliwościowe charakterystyki kąta fazowego wykorzystane do wyznaczenia stałych czasowych korektora stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłek mocy czynnej zastosowanego w zastępczym zespole wytwórczym węzła wytwórczego ROG221 KSEE w szczycie wieczornym przy rozpatrywaniu dwóch przypadków modeli matematycznych generatorów synchronicznych (rzęd modelu IV względnie VI)

Fig. 9.3. The phase angle-frequency characteristics used to determine the corrector time constants of PSS (with active power deviation input signal) installed in the equivalent generating unit at node ROG221 in the KSEE (evening load peak). Two cases of the generator model order have been taken here into consideration (order IV, resp. VI)

10. PODSUMOWANIE I WNIOSKI KOŃCOWE

Przedstawiono analitycznie skomplikowaną problematykę wyznaczania optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych w wielomaszynowym systemie elektroenergetycznym i określania optymalnych parametrów tych stabilizatorów.

Optymalne umiejscowienie stabilizatorów systemowych wyznaczono przy założeniu małych zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, dla których można posłużyć się linearyzacją równań stanu systemu elektroenergetycznego wokół ustalonego punktu pracy. Przy linearyzacji równań stanu wyznacza się również przybliżone wartości parametrów stabilizatorów systemowych, a potem dokonuje się ostatecznej optymalizacji ich współczynników wzmocnienia. W tym celu dokonuje się minimalizacji odchyłek wybranych zmiennych stanu (i wielkości z nich wynikających) od ich wartości ustalonych przy założeniu występowania dużych zakłóceń pracy równoległej przy różnych stanach obciążenia systemu elektroenergetycznego, który opisany jest przez nieliniowe równania stanu.

Do rozwiązania tego złożonego problemu wykorzystano opis matematyczny poszczególnych elementów systemu elektroenergetycznego. W odniesieniu do zespołów wytwórczych przedstawiono modele matematyczne: generatorów synchronicznych, ich układów wzbudzenia wraz z regulatorami napięcia, stabilizatorów systemowych oraz turbin wraz z ich układami regulacji. Opis matematyczny zespołu wytwórczego uzyskano poprzez połączenie modeli matematycznych wymienionych elementów zespołu wytwórczego.

Z kolei opis matematyczny sieci elektroenergetycznej wynika z połączenia modeli prądowo-napięciowych transformatorów sieciowych, linii energetycznych i odbiorów mocy.

Ostatecznie model matematyczny całego systemu elektroenergetycznego uzyskano poprzez połączenie modeli matematycznych wszystkich zespołów wytwórczych z modelem zredukowanej sieci elektroenergetycznej. Redukcja sieci elektroenergetycznej polega na eliminacji wszystkich węzłów odbiorczych przy zastosowaniu procedury obliczeniowej przy użyciu techniki macierzy rzadkich.

Podobne postępowanie odnosi się do zlinearyzowanego modelu matematycznego systemu elektroenergetycznego, który otrzymuje się poprzez połączenie modeli elementów zespołów wytwórczych zlinearyzowanych wokół ustalonego punktu pracy ze zlinearyzowanym modelem zredukowanej sieci elektroenergetycznej.

Przedstawiono procedurę znajdowania optymalnego rozmieszczenia stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym przy wykorzystaniu efektywnych metod analizy modalnej i teorii wrażliwości dla rozbudowanych układów regulacji. Przedstawiono trzy metody poszukiwania optymalnego rozmieszczenia stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym i wybrano metodę najbardziej efektywną w obliczeniach numerycznych polegającą na badaniu wrażliwości elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu systemu na oddziaływanie idealnych stabilizatorów systemowych zastosowanych w kolejnych zespołach wytwórczych systemu elektroenergetycznego. Obliczenie elektromechanicznych wartości własnych i odpowiadających im wektorów własnych macierzy stanu systemu oparto na iteracyjnej metodzie AESOPS. Metoda ta nie wymaga uprzedniego wyznaczenia i pamiętania macierzy stanu systemu o dużym rozmiarze, co w przypadku systemów elektroenergetycznych ma szczególne znaczenie, jeśli uwzględnić, że wymiar macierzy stanu jest często większy niż 1000.

Wartości stałych czasowych korektora stabilizatora systemowego w poszczególnych zespołach wytwórczych wyznacza się dla zlinearyzowanego modelu systemu metodą opartą na wyodrębnieniu składowych momentu elektromagnetycznego generatora synchronicznego, w tym składowej związanej z działaniem stabilizatora systemowego.

Współczynniki wzmocnienia stabilizatorów systemowych, które określają ostateczną skuteczność ich oddziaływania na system elektroenergetyczny, wyznacza się poprzez minimalizację odchyłek prędkości obrotowej, mocy czynnej i napięcia twornika generatorów synchronicznych od ich wartości statycznych przy dużych zakłóceniach krytycznych w warunkach różnych obciążeń systemu elektroenergetycznego. Optymalne wartości współczynników wzmocnienia stabilizatorów systemowych otrzymano ostatecznie przez minimalizację uogólnionego syntetycznego wskaźnika jakości przebiegów regulacyjnych zakłóceń krytycznych w systemie elektroenergetycznym.

Obliczenia numeryczne przeprowadzono dla systemu odwzorowującego Krajowy System Elektroenergetyczny współpracujący z systemem elektroenergetycznym Europy Zachodniej UCPT w okresie szczytu zimowego 1995 roku.

Za istotny autorski wkład do rozwiązania przedstawionej tematyki można uznać:

1. Analizę metod określania optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych w rozbudowanym wielomaszynowym systemie elektroenergetycznym i wybór najbardziej efektywnej metody.

2. Opracowanie iteracyjnej metody wyznaczania elektromechanicznych wartości własnych (czyli wartości własnych związanych z ruchem wimików generatorów synchronicznych) i odpowiadających im prawo- i lewostronnych wektorów własnych macierzy stanu systemu elektroenergetycznego o dużym rozmiarze przy uwzględnieniu w tej metodzie oddziaływania układów regulacji turbin.
3. Opracowanie metody wyznaczania optymalnych wartości stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatorów systemowych przy uwzględnieniu lokalnych i międzyobszarowych kołysań elektromechanicznych generatorów synchronicznych. Uwzględnienie różnych stanów obciążenia systemu elektroenergetycznego w warunkach małych zakłóceń w celu ostatecznej eliminacji potrzeby dopasowywania wartości parametrów stabilizatorów systemowych do warunków obciążenia układu.
4. Opracowanie metody wyznaczania optymalnych wartości współczynników wzmocnienia stabilizatorów systemowych w celu tłumienia kołysań elektromechanicznych przy różnych dużych zakłóceniach w różnych stanach obciążenia systemu elektroenergetycznego, bez pogorszenia przy tym znacząco przebiegów regulacyjnych napięcia twornika generatorów synchronicznych.
5. Zastosowanie opracowanych metod optymalizacyjnych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w warunkach współpracy z systemem energetycznym Europy Zachodniej UCPTE.

Tym samym został zrealizowany cel pracy i udowodniona teza sformułowana w rozdziale 1 niniejszej pracy.

Przedstawione metody wyznaczania optymalnego umiejscowienia stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym znajdują zastosowanie w KSEE. Autor niniejszej rozprawy był kierownikiem dwuosobowego imiennego zespołu badawczego wykonującego zadanie w ramach projektu badawczego zamawianego pt.: Struktura organizacyjna oraz wyposażenie i algorytmy hierarchicznego układu sterowania, niezbędnego dla współpracy polskiego systemu elektroenergetycznego z systemami krajów Europy Zachodniej (UCPTE) i dla prowadzenia ruchu w warunkach gospodarki rynkowej. Praca wykonywana była w ramach Konsorcjum Politechniki Gdańskiej - Politechniki Śląskiej - Politechniki Warszawskiej [81]. Przedstawione metody optymalizacji parametrów stabilizatorów systemowych powinny również mieć szerokie zastosowanie w KSEE współpracującym z systemem UCPTE.

LITERATURA

1. Abe S., Doi A.: A new power system stabilizer synthesis in multimachine power systems. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PAS-182, No 12, December 1983.
2. Baron B.: Metody numeryczne w Turbo Pascalu. Wydawnictwo Helion, Gliwice 1995.
3. Bernas S.: Systemy elektroenergetyczne. WNT, Warszawa 1982.
4. Bernas S., Ciok Z.: Modele matematyczne elementów systemu elektroenergetycznego. WNT, Warszawa 1977.
5. Boboń A., Kudła J., Paszek S., Żywiec A.: Rechnergestützte Simulationsuntersuchung der dynamischen Stabilität des Verbundbetriebes spannungsgeregelter Turbogeneratorsgruppen. 11 Wissenschaftliche Konferenz der Sektion Elektrotechnik mit internationale Beteiligung, Dresden November 1987.
6. Boboń A., Kudła J., Paszek S.: Badania stabilności dynamicznej generatora synchronicznego przy uwzględnieniu różnych stopni uproszczenia modelu maszyny. XX Sympozjum Maszyn Elektrycznych - Maszyny Synchroniczne. Kazimierz Dolny 1984.
7. Boboń A., Kudła J., Paszek S., Żywiec A.: Model matematyczny zespołu prądowórczego „silnik Diesla - generator synchroniczny”. Zeszyty Naukowe Wyższej Szkoły Inżynierskiej w Opolu. Metody Matematyczne w Technice, nr 109, Opole 1985.
8. Boboń A., Kudła J., Paszek S., Żywiec A.: Badania symulacyjne elektromechanicznych stanów nieustalonych grupy turbogeneratorów z regulatorami napięcia. Sympozjum „Symulacja Procesów Dynamicznych” - SPD-4. Polana Chochołowska, czerwiec 1987.
9. Boboń A., Kudła J., Paszek S., Żywiec A.: Badania symulacyjne wpływu stabilizatora systemowego na kołysania generatorów synchronicznych. Sympozjum „Symulacja Procesów Dynamicznych” - SPD-5. Polana Chochołowska, czerwiec 1988.
10. Boboń A., Kudła J., Paszek S., Żywiec A.: Influence of individual voltage regulators on the transients of synchronous generators in parallel operation with the power system. XXV Symposium on Electrical Machines - Large Power Synchronous Machines, Zeszyty Naukowe Politechniki Warszawskiej, seria Elektryka z. 90, 1989.
11. Boboń A., Paszek S., Szymański D.: Zastosowanie iteracyjnego algorytmu AESOPS do wyznaczania wartości i wektorów własnych systemu elektroenergetycznego. Sympozjum „Symulacja Procesów Dynamicznych” - SPD-8. Polana Chochołowska, czerwiec 1994.

12. Boboń A., Paszek S., Szymański D.: Analiza porównawcza algorytmów numerycznego wyznaczania wartości i wektorów własnych związanych z kołysaniami wirników maszyn w dużych systemach elektroenergetycznych. XVII Seminarium z Podstaw Elektrotechniki i Teorii Obwodów, SPETO'95, Ustroń, maj 1994.
13. Boboń A., Kudła J., Paszek S.: Badania stabilności lokalnej generatora synchronicznego z regulatorami napięcia przy uwzględnieniu zredukowanych modeli matematycznych maszyny. XVI Seminarium z Podstaw Elektrotechniki i Teorii Obwodów, SPETO'93, Ustroń, maj 1993.
14. Boboń A., Kudła J., Żywiec A.: Ocena przydatności modeli matematycznych wyższych rzędów turbogeneratorów w badaniach stanów zakłóceń w systemach elektroenergetycznych. VII Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Gdańsk-Jurata, czerwiec 1995.
15. Boboń A., Kudła J., Paszek S., Żywiec A.: Program PSS lokalizacji i doboru parametrów stabilizatorów systemowych w wielomaszynowym systemie elektroenergetycznym. VIII Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Gdańsk-Jurata, czerwiec 1997.
16. Boboń A., Kudła J., Paszek S., Żywiec A.: Lokalizacja i dobór parametrów stabilizatorów systemowych w wielomaszynowym systemie elektroenergetycznym przy wykorzystaniu programu PSS. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria Elektryka z. 159, Gliwice 1997.
17. Boboń A., Kudła J., Żywiec A.: Rodzaje modeli matematycznych generatorów synchronicznych stosowanych w analizie stanów dynamicznych systemów elektroenergetycznych. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria Elektryka z. 159, Gliwice 1997.
18. Burlikowski W., Paszek S., Szymański D.: Zastosowanie techniki macierzy rzadkich do analizy stabilności systemów elektroenergetycznych. XVIII Seminarium z Podstaw Elektrotechniki i Teorii Obwodów, SPETO'95, Ustroń, maj 1995.
19. Chen C.L., Hsu Y.Y.: An efficient algorithm for design of decentralized output feedback power system stabilizer. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No 3, August 1988.
20. De Mello F.P., Nolan P.J., Laskowski T.F., Undrill J.M.: Coordinated of stabilisers in multimachine power system, IEEE Trans., 1980, PAS-99.
21. De Mello F.P., Concordia Ch.: Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PAS-88, No 4, April 1980.

22. Enns M.K., Quada J.J.: Sparsity : Enhanced Network Reduction for Fault Studies. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No 2, May 1991.
23. Enns M.K., Tinney W.F., Alvarado F.L.: Sparse Matrix Inverse Factors. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No 2, May 1990.
24. Fleming R.J., Mohan M.A., Parvatisam K.: Selection of parameters of stabilizers in multimachine power systems. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PAS-100, No 5, May 1981.
25. George A., Liu J.: Computer Solution of Large Sparse positive Definite Systems. Academic Press Inc., 1981.
26. Gibbard M. J.: Robust design of fixed-parameter power system stabilisers over a wide range of operating conditions. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6. No 2, May 1991.
27. Gibbard M. J.: Co-ordinated design of multimachine power system stabilisers based on damping torque concepts. IEE Proceedings, Vol. 135, Pt. C, No 4, July 1987.
28. Gomez A., Franquelo L.G.: An efficient ordering algorithm to improve sparse vector methods. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No 4, November 1988.
29. Hsu Y.Y., Chen C.L.: Identification of optimum location for stabiliser applications using participation factors. IEE Proceedings, Vol. 134, Pt C. No 3, 1987.
30. Huwer R.: Robuste Power System Stabilizer für Mehrmaschinennetze. Doktorarbeit, Kaiserslautern 1992.
31. IEEE COMMITTEE REPORT: Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-92, No 6, 1973.
32. IEEE COMMITTEE REPORT: Excitation system models for power system stability studies. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-100, No 2, February 1981.
33. Kaczorek T.: Teoria sterowania. PWN, Warszawa 1977.
34. Kaczorek T.: Macierze w automatyce i elektrotechnice. WNT, Warszawa 1984.
35. Kudła J., Burlikowski W., Krok R.: Badania symulacyjne wpływu modelu matematycznego generatora synchronicznego na dokładność odwzorowania przebiegów dynamicznych w elektromechanicznych stanach nieustalonych. Sympozjum „Symulacja Procesów Dynamicznych” - SPD-8. Polana Chochołowska, czerwiec 1994.

36. Kudła J., Paszek S.: Redukcja postaci transmitancji w systemach elektroenergetycznych. XVIII Seminarium z Podstaw Elektrotechniki i Teorii Obwodów, SPETO'95, Ustroń, maj 1995.
37. Kundur P., Rogers G.J., Wong D.Y., Wang L., Lauby M. G.: A comprehensive computer program package for small signal stability analysis of power systems. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 5. No 4, November 1990.
38. Kundur P., Klein M., Rogers G.J., Zywno M.S.: Application of power system stabilizers for enhancement of overall system stability. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5. No 2, May 1989.
39. Larsen E. V., Swann D. A.: Applying power system stabilizers, part I, II, III, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100. No 6, June 1981.
40. Lefebvre S.: Tuning of stabilizers in multimachine power systems. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102. No 2, February 1983.
41. Levenberg K.: A method for the solution of certain nonlinear problems in least squares. Quart. Appl. Math, 2, 1944.
42. Lima L.T.G., Martins N., Pinto H.J.C.P.: Mixed real/complex factorization. IEEE Transactions on applied superconductivity. Vol. 3. No 1, March 1993.
43. Machowski J., Bernas S.: Stany nieustalone i stabilność systemu elektroenergetycznego. WNT, Warszawa 1989.
44. Machowski J., Cichy A., Wiśniewski M.: Program badania równowagi dynamicznej systemu elektroenergetycznego DYNA/PC v.2.80. Raport Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1994.
45. Marquardt P.W.: An algorithm for least - squares estimation of nonlinear parameters. J. Soc. Indust. Appl. Math., Vol.11, No 2, August 1963.
46. Martins N., Pinto H.J.C.P., Lima L.T.G.: Efficient methods for finding transfer function zeros of power systems. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No 3, August 1992.
47. Osterby O., Zlater Z.: Direct Methods for Sparse Matrices. Spingler-Verlag, Berlin 1983.
48. Ostojic D.R.: Identification of optimum site for power system stabiliser applications. IEE Proceedings, Vol. 135, Pt C. No 5, 1988.
49. Paszek S.: Analiza harmoniczna przy rozwiązywaniu elektromagnetycznych stanów nieustalonych maszyny synchronicznej przy obciążeniu niesymetrycznym. Praca doktorska, Politechnika Śląska, Gliwice 1986.

50. Paszek S., Malicki P., Szymański D.: Lokalizacja i koordynacja parametrów stabilizatorów systemowych w krajowym systemie elektroenergetycznym. VII Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Gdańsk-Jurata, czerwiec 1995.
51. Paszek S.: Optymalizacja parametrów stabilizatorów systemowych w wielomaszynowych systemach elektroenergetycznych przy uwzględnieniu dużych zakłóceń pracy równoległej. XXXI Międzynarodowe Sympozjum Maszyn Elektrycznych, Ustroń, wrzesień 1995.
52. Paszek S.: Optymalizacja parametrów stabilizatorów systemowych w wielomaszynowych systemach elektroenergetycznych przy uwzględnieniu oddziaływania regulatorów turbin. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria Elektryka z. 152, Gliwice 1996.
53. Paszek S.: Optymalizacja umiejscowienia stabilizatorów systemowych w krajowym systemie elektroenergetycznym współpracującym z systemem UCPT. XIX Seminarium z Podstaw Elektrotechniki i Teorii Obwodów, SPETO'96. Ustroń, maj 1996.
54. Paszek S.: Optymalizacja parametrów stabilizatorów systemowych w krajowym systemie elektroenergetycznym przy uwzględnieniu dużych zakłóceń pracy w systemie. VIII Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Gdańsk-Jurata, czerwiec 1997.
55. Paszek S.: Optymalizacja parametrów stabilizatorów systemowych w krajowym systemie elektroenergetycznym współpracującym z systemem UCPT. XX Seminarium z Podstaw Elektrotechniki i Teorii Obwodów, SPETO'97. Ustroń, maj 1997.
56. Paszek S.: Problem of PSS localization in the Polish National Power System co-operating with UCPT system. International Symposium on Modern Electric Power System, Wrocław, September 1996.
57. Paszek S.: Power system stabilizer parameter optimization in the Polish National Power System. Advanced Methods in the Theory Of Electrical Engineering applied to power systems, AMTEE'97, Pilsen, September 1997.
58. Paszek S.: Wykorzystanie rekurencyjno-analitycznej metody rozwiązywania stanów nieustalonych w maszynach synchronicznych z niesymetrią zewnętrzną. XXIX Sympozjum maszyn elektrycznych. Niesymetrie w maszynach elektrycznych i transformatorach, Szklarska Poręba, czerwiec 1993.
59. Paszek S.: Wykorzystanie twierdzenia o istnieniu transformacji układu liniowych równań różniczkowych o współczynnikach okresowo zmiennych do stałych dla rozwiązywania

- równań stanu na przykładzie maszyny synchronicznej z niesymetrią zewnętrzną. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria Elektryka z. 107, Gliwice 1989.
60. Paszek W., Kudła J., Paszek S.: Metodyka doboru parametrów stabilizatorów systemowych w układzie jednomaszynowym typu generator-sieć sztywna. VI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, Gliwice-Kozubnik, wrzesień 1993.
61. Paszek W., Kudła J., Paszek S.: Dobór parametrów stabilizatorów systemowych dla układu jednomaszynowego typu generator-sieć sztywna. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria Elektryka z. 138, Gliwice 1994.
62. Paszek W.: Stany nieustalone maszyn elektrycznych prądu przemiennego. WNT, Warszawa 1986.
63. Pender F., Bertschi R.: Optimierung der Einstellung von Schlupfstabilisierereinrichtungen mittels Digitalrechner und spezieller Rechnerverfahren. Brown Boveri Mitt., Nr 9, 1978.
64. Pissanetzky S.: Sparse matrix technology. Academic Press Inc., 1984.
65. Rao N.D., Tripathy S.C.: Power system static estimation by the Levenberg-Marquardt algorithm. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, No 2, March/April 1980.
66. Sauer P. W., Rajagopalan C., Pai M. A.: An explanation and generalization of the AESOPS and PEALS algorithms. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 6, No 1, February 1991.
67. Szczerba Z.: Modele matematyczne układów regulacji generatorów synchronicznych w systemie elektroenergetycznym. Archiwum Energetyki, nr 1, 1977.
68. Tinney W.F., Walker J.W.: Direct Solutions of Sparse Network Equations by Optimally Ordered Triangular Factorization. Proc. IEEE Vol. 55, 1967.
69. Tse C. T., Tso S.K.: Design optimisation of power system stabilisers based on modal and eigenvalue - sensibility analyses. IEE Proceedings, Vol. 135, Pt C. No 5, September 1988.
70. Urnadeta A. J., Bacalao N. J., Feijoo B., Flores L., Diaz R.: Tuning of power systems stabilizers using optimization techniques. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 6, No 1, February 1991.
71. Vournas C.D., Papadias B.C.: Power system stabilization via parameter optimization-Application to the Hellenic Interconnected System. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PWR-2. No 3, August 1987.

72. Yusun J., Ahmed M., El Serafi: Application of Marquardt algorithm of synchronous machine parameters from their frequency response data. BICEM Paper, August 1987.
73. Zhou E.Z., Malik O.P., Hope G.S.: Design of stabilizer for a multimachine power system based on the sensitivity of PSS effect. IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 7, No 3, September 1992.
74. Żywiec A., Boboń A., Malicki P.: Porównanie metod lokalizacji stabilizatorów systemowych w wielomaszynowym systemie elektroenergetycznym. VI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”. Gliwice-Kozubnik, wrzesień 1993.
75. Żywiec A., Boboń A., Kudła J.: Równania stanu elektrodynamicznego i analiza modalna wielomaszynowego systemu elektroenergetycznego. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria Elektryka z. 138, Gliwice 1994.
76. Żywiec A., Boboń A., Malicki P.: Wyznaczenie optymalnej lokalizacji stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym na podstawie analizy wartości i wektorów własnych. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria Elektryka z. 138, Gliwice 1994.
77. Żywiec A., Boboń A., Kudła J., Paszek S.: Simulationberechnung der Regelvorgänge von Dieselsynchrongeneratoren zur Reservespeisung von Eigenbedarfsantrieben in Atomkraftwerken. 31 Internationales Wissenschaftliches Kolloquium, Ilmenau, Oktober 1986.
78. Praca zbiorowa: Modele krajowych układów wzbudzenia i regulatorów turbin dopasowanych do standardów IEEE. Instytut Energetyki, Zakład Regulacji, Gdańsk 1992 (praca nie publikowana).
79. Praca zbiorowa: Instrukcja użytkownika programu edycji i wizualizacji danych systemów elektroenergetycznych - DanSEE v. 1.00. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1993 (praca nie publikowana).
80. Praca zbiorowa: Katalog modeli matematycznych generatorów synchronicznych stosowanych w badaniach symulacyjnych systemów elektroenergetycznych. Opracowanie nr 9/22/Re-4/93 Instytutu Maszyn i Urządzeń Elektrycznych Politechniki Śląskiej, Gliwice 1993.
81. Imienny zespół badawczy (Paszek S., Boboń A.): Metody i zasady rozmieszczania stabilizatorów systemowych w krajowym systemie elektroenergetycznym współpracującym z systemem UCPT. Projekt badawczy zamawiany w ramach Konsorcjum Politechniki Gdańskiej - Politechniki Śląskiej - Politechniki Warszawskiej, 1996 (praca nie publikowana).

ZALĄCZNIKI

Z1. PRZYKŁADOWE DANE UKŁADÓW REGULACJI WZBUDZENIA I TURBIN

Z1.1. Układ wzbudzenia DC1

$$k_{R1} = 400, \quad k_{R2} = 1,0, \quad k_{R3} = 0,03, \quad T_{R1} = 0 \text{ s}, \quad T_{R2} = 0 \text{ s}, \quad T_{R3} = 0,02 \text{ s}, \quad T_{R4} = 0,8 \text{ s}, \\ T_{R5} = 1,0 \text{ s}, \quad U_{Rmax} = 7,3, \quad U_{Rmin} = -6,6, \quad S_E(U_f) = A^{BU_f}, \quad U_{fmax} = 3,9, \\ S_E(U_{fmax}) = 0,86, \quad S_E(0,75 U_{fmax}) = 0,50.$$

Z1.2. Układ wzbudzenia AC1

$$k_{R1} = 400, \quad k_{R2} = 1,0, \quad k_{R3} = 0,03, \quad k_{R4} = 0,5, \quad k_{R5} = 0,38, \quad T_{R1} = 0 \text{ s}, \quad T_{R2} = 0 \text{ s}, \\ T_{R3} = 0,02 \text{ s}, \quad T_{R4} = 0,8 \text{ s}, \quad T_{R5} = 1,0 \text{ s}, \quad U_{Rmax} = 7,3, \quad U_{Rmin} = -6,6, \\ S_E(U_E) = A^{BU_E}, \quad U_{Emax} = 3,9, \quad S_E(U_{Emax}) = 0,10, \quad S_E(0,75 U_{Emax}) = 0,03.$$

Z1.3. Układ wzbudzenia ST2

$$k_{R1} = 120, \quad k_{R2} = 1,0, \quad k_{R3} = 0,02, \quad k_{R4} = 0,5, \quad T_{R1} = 0,15 \text{ s}, \quad T_{R2} = 0,5 \text{ s}, \\ T_{R3} = 1,0 \text{ s}, \quad U_{Rmax} = 1,2, \quad U_{Rmin} = -1,2, \quad U_{fmax} = 4,5, \quad k_u = 0,02, \quad k_i = 2,5.$$

Z1.4. Turbina parowa

$$k_i = 20, \quad T_{i1} = 0,02 \text{ s}, \quad T_{i2} = 0 \text{ s}, \quad T_{i3} = 0,35 \text{ s}, \quad T_{iA} = 0,308 \text{ s}, \quad T_{iB} = 8 \text{ s}, \quad T_{iC} = 0,45 \text{ s}, \\ k_{iA} = 0,277, \quad k_{iB} = 0,376, \quad k_{iC} = 0,347, \quad dP_{max} = 1,0, \quad dP_{min} = 0,07, \quad P_{max} = 1,0, \quad P_{min} = 0.$$

Z1.5. Turbina wodna

$$k_i = 26, \quad T_{i1} = 26 \text{ s}, \quad T_{i2} = 2,9 \text{ s}, \quad T_{i3} = 0,319 \text{ s}, \quad T_w = 5,5 \text{ s}, \quad P_{max} = 1,2, \quad P_{min} = 0.$$

Z2. MODYFIKACJE ALGORYTMU AESOPS

Z2.1. Opis i modyfikacji algorytmu AESOPS

Podstawą modyfikacji algorytmu jest dekompozycja zlinearyzowanych równań stanu modelu systemu elektroenergetycznego. Dekompozycja ta polega na przesunięciu zmiennej stanu związanej z prędkością kątową rozpatrywanego zespołu wytwórczego na pierwszą pozycję w wektorze zmiennych stanu, a następnie na eliminacji pozostałych zmiennych stanu. Algorytm powtarza się sekwencyjnie dla wszystkich zespołów wytwórczych.

Korzystając z zależności (3.22)+(3.26) przy założeniu, że wektor wymuszeń $\Delta U = [\Delta U_{WGZ}, \Delta P_{W0}] = 0$, uzyskano następujące wyrażenia operatorowe wiążące ze sobą zmienne stanu układu i napięcia węzłowe

$$s \Delta X(s) = A_{WL} \Delta X(s) + B_{WML} \Delta U_{WM}(s), \quad (Z.2.1)$$

$$0 = C_{WL} \Delta X(s) - (Y_{WL} + Y_{ir}) \Delta U_{WM}(s). \quad (Z.2.2)$$

Po przesunięciu zmiennej stanu związanej z prędkością kątową i -tego zespołu wytwórczego na pierwsze miejsce w wektorze stanu i po przeprowadzeniu dekompozycji równań (Z.2.1) i (Z.2.2) otrzymano zależności

$$s \Delta \omega_i(s) = A_{W11} \Delta \omega_i(s) + B_W^P Z_W(s), \quad (Z.2.3)$$

$$0 = C_W^P \Delta \omega_i(s) + D_W^P(s) Z_W(s), \quad (Z.2.4)$$

gdzie $\Delta X(s) = [\Delta \omega_i(s) \quad \Delta X_2(s)]^T$, $B_{WML} = [B_{W1} \quad B_{W2}]^T$, $C_{WL} = [C_{W1} \quad C_{W2}]$,

$$A_{WL} = \begin{bmatrix} A_{W11} & A_{W12} \\ A_{W21} & A_{W22} \end{bmatrix}, \quad Z_W(s) = \begin{bmatrix} \Delta X_2(s) \\ \Delta U_{WM}(s) \end{bmatrix}, \quad B_W^P = [A_{W12}, B_{W1}],$$

$$C_W^P = \begin{bmatrix} A_{W21} \\ C_{W1} \end{bmatrix}, \quad D_W^P(s) = \begin{bmatrix} A_{W22} - sI & B_{W2} \\ C_{W2} & -(Y_{WM} + Y_{ir}) \end{bmatrix}.$$

Po wyznaczeniu wektora $Z_W(s)$ z równania (Z.2.4) i po wstawieniu do (Z.2.3) otrzymuje się równanie skalare

$$s \Delta \omega_i(s) = [A_{W11} - B_W^P (D_W^P(s))^{-1} C_W^P] \Delta \omega_i(s). \quad (Z.2.5)$$

Rozwiązanie (Z.2.5) określa elektromechaniczną wartość własną związaną z ruchem rozpatrywanego zespołu wytwórczego [34]. Rozwiązanie to można przeprowadzić iteracyjną metodą Newtona-Raphsona. Poprawienia efektywności algorytmu w k -tym kroku iteracyjnym

otrzymuje się przez aproksymowanie macierzy $G_w(s) = (D_w^p(s))^{-1}$ przez sumę wyrazów: stałego i liniowo zależnego od s . Takie przybliżenie wynika z rozłożenia macierzy $G_w(s)$ w szereg Taylora wokół punktu $s = s_j$, z dokładnością do dwóch wyrazów szeregu

$$G_w(s) = G_w(s_j) + \left. \frac{dG_w(s)}{ds} \right|_{s=s_j} (s - s_j). \quad (Z.2.6)$$

Pochodną $\frac{dG_w(s)}{ds}$ wyznacza się przez różniczkowanie obustronnie tożsamości

$$D_w^p(s) G_w(s) = I, \quad (Z.2.7)$$

uzyskując zależność

$$\frac{dD_w^p(s)}{ds} G_w(s) + D_w^p(s) \frac{dG_w(s)}{ds} = 0 \quad (Z.2.8)$$

z której, po uwzględnieniu

$$\frac{dD_w^p(s)}{ds} = - \begin{bmatrix} I & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} = -I_0 \quad (Z.2.9)$$

wynika

$$\frac{dG_w(s)}{ds} = -(D_w^p(s))^{-1} I_0 G_w(s) = -G_w(s) I_0 G_w(s). \quad (Z.2.10)$$

Na podstawie zależności (Z.2.6) i (Z.2.10) otrzymuje się wyrażenie aproksymujące macierz $G_w(s)$

$$G_w(s) = G_w(s_j) - G_w(s_j) I_0 G_w(s_j) (s - s_j). \quad (Z.2.11)$$

Po podstawieniu (Z.2.11) do (Z.2.5) otrzymano zależność

$$s\Delta\omega_i(s) = [A_{w11} - B_w^p G_w(s_j) C_w^p + B_w^p G_w(s_j) I_0 G_w(s_j) C_w^p (s - s_j)] \Delta\omega_i(s), \quad (Z.2.12)$$

a po jej przekształceniu

$$J_w(s_j) s\Delta\omega_i(s) = [A_{w11} - B_w^p G_w(s_j) C_w^p + (J_w(s_j) - 1) s_j] \Delta\omega_i(s). \quad (Z.2.13)$$

Jakobian $J_w(s_k)$ w (Z.2.13) jest określony zależnością

$$J_w(s_k) = 1 - B_w^p G_w(s_k) I_0 G_w(s_k) C_w^p. \quad (Z.2.14)$$

Z równania (Z.2.13) wynika algorytm Newtona-Raphsona wykorzystywany do wyznaczania elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu układu

$$s_{j+1} = s_j + J_w^{-1}(s_j) [A_{w11} - B_w^p G_w(s_j) C_w^p - s_j]. \quad (Z.2.15)$$

Przedstawiona wyżej modyfikacja algorytmu AESOPS ma mniejsze zastosowanie niż algorytm podstawowy. Konieczna jest bowiem znajomość macierzy $G_w(s_j)$ o dużym

wymiarze, który przy rozbudowanym systemie elektroenergetycznym może spowodować przekroczenie pamięci operacyjnej komputera. Czas obliczeń jest dłuższy niż dla algorytmu podstawowego z uwagi na znacznie dłuższy czas wykonywania pojedynczej iteracji.

Z.2.2. Opis II modyfikacji algorytmu AESOPS

Przy upraszczającym pominięciu oddziaływania turbin i ich układów regulacji na przebiegi regulacyjne można wyznaczyć elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu systemu za pomocą II modyfikacji algorytmu AESOPS.

Tak jak dla algorytmu podstawowego, wykorzystuje się tu dekompozycję równań stanu zespołu wytwórczego, która polega na eliminacji z wektora stanu zmiennej stanu kąta obciążenia $\Delta\delta_i$ i potraktowaniu zmiennej stanu prędkości kątowej $\Delta\omega_i$ jako sygnału wejściowego systemu, a momentu mechanicznego ΔM_{mi} jako sygnału wyjściowego [46]. Elektromechaniczne wartości własne są obliczane jako zera transmitancji $\Delta M_{mi}(s) / \Delta\omega_i(s)$ poszczególnych zespołów wytwórczych, przy zakłóceniu stanu ustalonego przez wprowadzenie skokowe przyrostu prędkości kątowej $\Delta\omega_i(s) = const$.

Przedstawiono w postaci operatorowej zlinearyzowane równanie stanu i równanie określające prądy i -tego zespołu wytwórczego tak jak w równaniach (5.14) i (5.18). Wyodrębniono zmienne stanu związane z ruchem wirnika generatora synchronicznego ($\Delta\omega_i(s), \Delta\delta_i(s)$) przez umieszczenie ich w ostatnich wierszach wektora stanu zespołu wytwórczego. Zgodnie z założeniem upraszczającym pominięto oddziaływanie układów regulacji turbin. Założono ponadto, że $\Delta\bar{U}_{GZi}(s) = 0$. Otrzymano w konsekwencji następujące równania operatorowe

$$s\Delta X_{ZTi}(s) = A_{ZTi} \Delta X_{ZTi}(s) + B_{ZMi} \Delta U_{Mi}(s) + \Delta B_{ZTi} M_{mi}(s), \quad (Z.2.16)$$

$$\Delta I_{Mi}(s) = C_{ZTi} \Delta X_{ZTi}(s) - Y_{MLi} \Delta U_{Mi}(s), \quad (Z.2.17)$$

gdzie $\Delta X_{ZTi}(s) = [\Delta X_{Z2i}(s) \quad \Delta\omega_i(s) \quad \Delta\delta_i(s)]^T$, $B_{ZTi} = [B_{ZM2i} \quad B_{\omega Mi} \quad 0]^T$,

$$A_{ZTi} = \begin{bmatrix} A_{Z2i} & 0 & A_{Z\delta 2i} \\ A_{\omega 2i} & 0 & a_{\delta} \\ 0 & \omega_N & 0 \end{bmatrix}, \quad B_{ZTi} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{T_{mi}} & 0 \end{bmatrix}^T, \quad C_{ZTi} = [C_{Z2i} \quad 0 \quad C_{\delta}],$$

$A_{Z2i}, A_{Z\delta 2i}, A_{\omega 2i}, a_{\delta}, B_{ZM2i}, B_{\omega Mi}, C_{Z2i}, C_{\delta}$ - macierze i współczynniki wynikające z macierzy $A_{ZLi}, B_{ZMLi}, C_{ZLi}$.

W zależnościach (Z.2.16) i (Z.2.17) można wyeliminować $\Delta\delta_i(s)$ oraz potraktować $\Delta\omega_i(s)$ jako sygnał wejściowy, a $\Delta M_{mi}(s)$ jako sygnał wyjściowy otrzymując następujące równania:

$$\begin{bmatrix} s\Delta X_{ZTi}(s) \\ \Delta I_{Mi}(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{Z2i} & B_{ZM2i} \\ C_{Z2i} & -Y_{Mi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X_{ZTi}(s) \\ \Delta U_{Mi}(s) \end{bmatrix} + B_{\omega i}(s)\Delta\omega_i(s), \quad (\text{Z.2.18})$$

$$\Delta M_{mi}(s) = C_{Mmi} \begin{bmatrix} \Delta X_{ZTi}(s) \\ \Delta U_{Mi}(s) \end{bmatrix} + d_{\omega i}(s)\Delta\omega_i(s), \quad (\text{Z.2.19})$$

gdzie $C_{Mmi} = -T_m [A_{\omega 2i} \ B_{\omega M2i}]$, $B_{\omega i}(s) = [B_{\omega Xi}(s) \ B_{\omega Ui}(s)]^T$, $B_{\omega Xi}(s) = \frac{\omega_N}{s} A_{Z\delta 2i}$,

$$B_{\omega Ui}(s) = \frac{\omega_N}{s} C_{\bar{\alpha}}, \quad d_{\omega i}(s) = T_m \left(s - \frac{\omega_N}{s} a_{\delta} \right).$$

Przy wykorzystaniu (Z.2.18) i (Z.2.19) oraz równania prądowo-napięciowego dla zredukowanej sieci elektroenergetycznej (5.24) można zestawić równania stanu całego systemu elektroenergetycznego i równanie na wielkość wyjściową przy zakłóceniu wprowadzonym w i -tym zespole wytwórczym

$$\begin{bmatrix} s\Delta X_{WT}(s) \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{W2} & B_{WM2} \\ C_{W2} & -(Y_{WL} + Y_{sr}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X_{WT}(s) \\ \Delta U_{WM}(s) \end{bmatrix} + B_{\omega}(s)\Delta\omega_i(s), \quad (\text{Z.2.20})$$

$$\Delta M_{mi}(s) = C_{Mm} \begin{bmatrix} \Delta X_{WT}(s) \\ \Delta U_{WM}(s) \end{bmatrix} + d_{\omega i}(s)\Delta\omega_i(s), \quad (\text{Z.2.21})$$

gdzie $\Delta X_{WT}(s) = [\Delta X_{ZT1}(s) \ \Delta X_{ZT2}(s) \ \dots \ \Delta X_{ZTN}(s)]^T$,

$$A_{W2} = \text{diag}[A_{Z21} \ A_{Z22} \ \dots \ A_{Z2N}], \quad B_{WM2} = \text{diag}[B_{ZM21} \ B_{ZM22} \ \dots \ B_{ZM2N}],$$

$$C_{W2} = \text{diag}[C_{Z21} \ C_{Z22} \ \dots \ C_{Z2N}], \quad Y_{WL} = \text{diag}[Y_{M1} \ Y_{M2} \ \dots \ Y_{MN}],$$

$$B_{\omega}(s) = [B_{\omega X}(s) \ B_{\omega U}(s)]^T, \quad B_{\omega X}(s) = [0 \ 0 \ \dots \ B_{\omega Xi}(s) \ \dots \ 0]^T,$$

$$B_{\omega U}(s) = [0 \ 0 \ \dots \ B_{\omega Ui}(s) \ \dots \ 0]^T,$$

$$C_{Mm} = [0 \ 0 \ \dots \ -T_m A_{\omega 2i} \ \dots \ 0 \ 0 \ 0 \ \dots \ -T_m B_{\omega \delta i} \ \dots \ 0],$$

lub w zapisie skróconym:

$$(sI_0 - A_W) \Delta X_W(s) - B_{\omega}(s)\Delta\omega_i(s) = 0, \quad (\text{Z.2.22})$$

$$\Delta M_{mi}(s) = C_{Mm} \Delta X_W(s) - d_{\omega i}(s)\Delta\omega_i(s), \quad (\text{Z.2.23})$$

gdzie $A_W = \begin{bmatrix} A_{W2} & B_{WM2} \\ C_{W2} & -(Y_{WL} + Y_{sr}) \end{bmatrix}$, $\Delta X_W(s) = \begin{bmatrix} \Delta X_{WT}(s) \\ \Delta U_{WM}(s) \end{bmatrix}$, $I_0 = \begin{bmatrix} I & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$.

Wyznaczenie elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu systemu sprowadza się do wyznaczenia zer transmitancji

$$\frac{\Delta M_{mi}(s)}{\Delta\omega_i(s)} = C_{Mm} (sI_0 - A_W)^{-1} B_{\omega}(s) + d_{\omega i}(s) = 0 \quad (\text{Z.2.24})$$

przy użyciu metody Newtona-Raphsona. W tym przypadku wystąpią jednak duże trudności w określeniu pochodnej względem s transmitancji (Z.2.24). Trudność tę można ominąć przedstawiając wyrażenie (Z.2.24) za pomocą następującego układu równań (założono tu $\Delta\omega_i(s) = 1$)

$$(sI_0 - A_W) \Delta X_W - B_{\omega}(s) = 0, \quad (\text{Z.2.25})$$

$$C_{Mm} \Delta X_W + d_{\omega i}(s) = 0. \quad (\text{Z.2.26})$$

Układ równań (Z.2.25), (Z.2.26) można wyrazić skrótkowo zależnością

$$f_i(\Delta X_W, s) = 0, \quad (\text{Z.2.27})$$

która jest nieliniowym układem równań o niewiadomych ΔX_W i s . Wyznaczenie elektromechanicznej wartości własnej odbywa się przy użyciu metody Newtona-Raphsona. Obowiązują tu następujące relacje określające zmianę parametrów niezależnych w funkcji f_i przy kolejnym $(j+1)$ -szym kroku iteracyjnym

$$s_{j+1} = s_j + \Delta s_j, \quad (\text{Z.2.28a})$$

$$\Delta X_{W, j+1} = \Delta X_{W, j} + \Delta(\Delta X_{W, j}), \quad (\text{Z.2.28b})$$

gdzie $\Delta(\Delta X_{W, j})$ i Δs_j otrzymuje się z rozwiązania równania

$$J(\Delta X_{W, j}, s_j) \begin{bmatrix} \Delta(\Delta X_{W, j}) \\ \Delta s_j \end{bmatrix} = -f_i(\Delta X_{W, j}, s_j), \quad (\text{Z.2.29})$$

przy czym $J(\Delta X_{W, j}, s_j) = \begin{bmatrix} s_j I_0 - A_W & \Delta X_{W, j} + \frac{d[B_{\omega}(s)]}{d(s)} \Big|_{s=s_j} \\ C_{Mm} & \frac{d[d_{\omega i}(s)]}{d(s)} \Big|_{s=s_j} \end{bmatrix}$,

$$\frac{d[B_{\omega}(s)]}{d(s)} \Big|_{s=s_j} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \dots & \frac{d[B_{\omega i}(s)]}{d(s)} \Big|_{s=s_j} & \dots & 0 \end{bmatrix}^T,$$

$$\left. \frac{d[B_{\omega l}(s)]}{d(s)} \right|_{s=s_j} = \begin{bmatrix} -\frac{\omega_N}{s_j^2} A_{z\delta z1} \\ -\frac{\omega_N}{s_j^2} C_A \end{bmatrix}, \quad \left. \frac{d[d_{\omega l}(s)]}{d(s)} \right|_{s=s_j} = T_{mi} + \frac{\omega_N}{s_j^2} a_s T_{mi}.$$

Argument zespolony s_j reprezentuje poszukiwaną elektromechaniczną wartość własną układu.

Parametry początkowe $\Delta X_W(s_{j=0}) = [\Delta X_{WT}(s_{j=0}), \Delta U_{WM}(s_{j=0})]^T$ można przyjąć dosyć dowolnie, np. $\Delta X_{WT}(s_{j=0}) = 0$, $\Delta U_{WM}(s_{j=0}) = B_{\omega U}(s_{j=0}) \Delta \omega_l(s_{j=0}) = B_{\omega U}(s_{j=0})$. W celu wyznaczenia wszystkich elektromechanicznych wartości własnych trzeba powtarzać algorytm dla różnych punktów startowych z przedziału $s_{j=0} = 0 + j\nu$, $\nu = 2\pi f$, $f = (0,2 \div 2 \text{ Hz})$.

W każdej iteracji rozwiązuje się równanie (Z.2.29) przy wykorzystaniu algorytmów bazujących na technice macierzy rzadkich. Macierz $J(\Delta X_{Wj}, s_j)$ charakteryzuje się złym uwarunkowaniem numerycznym, wynikającym z silnej asymetrii wartości elementów macierzy, oraz brakiem przewagi elementu diagonalnego nad pozostałymi elementami w wierszu. Wymieniona macierz ma elementy rzeczywiste oraz zespolone. Własności te powodują konieczność zastosowania ulepszanego algorytmu Markowitza [42, 47] przy wyborze elementu podstawowego w trakcie procesu rozwiązywania układu algebraicznych równań liniowych metodą eliminacji Gaussa. Wymieniony algorytm stanowi kompromis między dążeniem do zachowania rzadkości macierzy w trakcie obliczeń a zapewnieniem ich numerycznej stabilności.

Przedstawiona modyfikacja algorytmu AESOPS ma również mniejsze zastosowanie niż algorytm podstawowy. Czas obliczeń jest większy niż dla algorytmu podstawowego, lecz mniejszy niż przy I modyfikacji algorytmu AESOPS [18]. II modyfikacja algorytmu AESOPS nie stwarza, niestety, możliwości efektywnego wyznaczenia elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu systemu przy uwzględnieniu oddziaływania turbin i ich układów regulacji. W przypadku uwzględnienia oddziaływania układu regulacji turbin występuje w równaniu (Z.2.22) macierz A_W , która jest macierzą zależną od argumentu zespolonego s . W konsekwencji występują trudności z wyznaczeniem jacobianu występującego w zależności (Z.2.29).

Z3. METODA WYZNACZANIA PARAMETRÓW STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH BAZUJĄCA NA PRZESUWANIU WYBRANYCH WARTOŚCI WŁASNYCH MACIERZY STANU PRZY WYKORZYSTANIU ALGORYTMU NEWTONA-RAPHSONA

Z.3.1. Opis metody wyznaczania parametrów stabilizatorów systemowych

W omawianej tu metodzie wyznaczania parametrów stabilizatorów systemowych zakłada się przesunięcie pod wpływem działania stabilizatorów systemowych wybranych elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu (odpowiedzialnych za najmniej tłumione mody w systemie elektroenergetycznym bez stabilizatorów systemowych) w zadane położenie na płaszczyźnie liczb zespolonych [50]. Metoda ta bazuje na zlinearyzowanym modelu matematycznym systemu elektroenergetycznego przedstawionym równaniami (3.26), (3.28). Przyjmując jako wielkości wejściowe napięcia zadane regulatorów napięcia zespołów wytwórczych, w których umieszczono stabilizator systemowy, a jako wielkości wyjściowe (w zależności od rodzaju zastosowanego stabilizatora systemowego) prędkości kątowe bądź moce czynne tych samych zespołów wytwórczych, można przedstawić model matematyczny systemu elektroenergetycznego za pomocą następującego równania operatorowego

$$\Delta Y_{wy}(s) = G_z(s) \Delta U_{we}(s), \quad (Z.3.1a)$$

gdzie

$$\Delta Y_{wy}(s) = [\Delta \omega_1(s) \quad \Delta \omega_2(s) \quad \dots \quad \Delta \omega_R(s)]^T, \text{ jeśli stabilizatory systemowe mają}$$

sygnały wejściowe proporcjonalne do odchyłek prędkości kątowej, bądź

$$\Delta Y_{wy}(s) = [\Delta P_1(s) \quad \Delta P_2(s) \quad \dots \quad \Delta P_R(s)]^T, \text{ jeśli stabilizatory systemowe mają}$$

sygnały wejściowe proporcjonalne do odchyłek mocy czynnej,

$$G_z(s) = \begin{bmatrix} G_{z11}(s) & G_{z12}(s) & \dots & G_{z1R}(s) \\ G_{z21}(s) & G_{z22}(s) & \dots & G_{z2R}(s) \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ G_{zR1}(s) & G_{zR2}(s) & \dots & G_{zRR}(s) \end{bmatrix} = C(I_S - A)^{-1} B, \quad (Z.3.1b)$$

$$\Delta U_{we}(s) = [\Delta U_{Gz1}(s) \quad \Delta U_{Gz2}(s) \quad \dots \quad \Delta U_{GzR}(s)]^T,$$

R - ilość zespołów wytwórczych, w których umieszczono stabilizatory systemowe.

Przy formułowaniu równania (Z.3.1a, b) założono, że pozostałe wielkości wejściowe występujące w równaniu (3.26), a więc moce zadane turbin oraz napięcia zadane regulatorów

napięć w zespołach wytwórczych bez stabilizatorów systemowych są równe zeru.

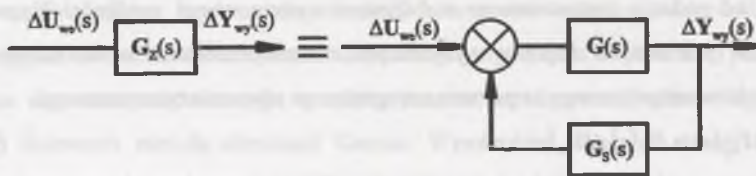
Można przedstawić macierz transmitancji operatorowych systemu elektroenergetycznego ze stabilizatorami systemowymi $G_z(s)$ za pomocą następującej zależności

$$G_z(s) = [I - G(s)G_s(s)]^{-1}G(s), \quad (Z.3.2)$$

gdzie $G(s)$ - macierz transmitancji operatorowych systemu elektroenergetycznego analogiczna do $G_z(s)$ dla układu bez stabilizatorów systemowych, $G_s(s)$ - diagonalna macierz transmitancji operatorowych stabilizatorów systemowych o postaci

$$G_s(s) = \text{diag}[G_{s1}(s) \ G_{s2}(s) \ \dots \ G_{si}(s) \ \dots \ G_{sR}(s)],$$

gdzie $G_{si}(s)$ - transmitancja operatorowa stabilizatora systemowego i -tego zespołu wytwórczego określona równaniem (2.42). Zależności (Z.3.1a) i (Z.3.2) zilustrowano na schemacie blokowym zestawienia sygnałów wejścia-wyjścia systemu elektroenergetycznego przedstawionym na rys. Z.2.1.



Rys. Z.2.1. Schemat blokowy zestawienia sygnałów wejścia-wyjścia dla systemu elektroenergetycznego

Fig. Z.2.1. Block diagram of the input-output signal set for the power system

Założono, że λ_{hz} jest elektromechaniczną wartością własną macierzy stanu systemu elektroenergetycznego ze stabilizatorami systemowymi. W związku z tym λ_{hz} jest pierwiastkiem równania charakterystycznego macierzy $G_z(s)$, a zatem jest spełnione następujące równanie

$$\det [I - G(\lambda_{hz})G_s(\lambda_{hz})] = 0. \quad (Z.3.3)$$

Z uwagi na to, że macierz transmitancji operatorowych stabilizatorów systemowych jest diagonalna, można równanie (Z.3.3) przekształcić do postaci

$$\det \left[\begin{array}{ccc} (I_1 - G_1(\lambda_{hz})G_{s1}(\lambda_{hz})) & (I_2 - G_2(\lambda_{hz})G_{s2}(\lambda_{hz})) & \dots \\ (I_1 - G_1(\lambda_{hz})G_{s1}(\lambda_{hz})) & \dots & (I_R - G_R(\lambda_{hz})G_{sR}(\lambda_{hz})) \end{array} \right] = 0, \quad (Z.3.4)$$

gdzie I_i - i -ta kolumna macierzy jednostkowej, $G_i(\lambda_{hz})$ - i -ta kolumna macierzy $G(s = \lambda_{hz})$, $i = 1, \dots, R$.

Problem obliczenia parametrów stabilizatorów systemowych sprowadza się do wyznaczenia transmitancji operatorowych $G_{si}(s)$ poszczególnych stabilizatorów systemowych dla $i = 1, \dots, R$, kierując się tym, aby równanie (Z.3.4) było spełnione dla wszystkich przesuwanych wartości własnych λ_{hz} o znanej wartości dla $h = 1, \dots, 2R$ (R par sprzężonych wartości własnych).

W metodzie tej wyznacza się tylko dwa parametry występujące w transmitancji stabilizatora systemowego (2.42): współczynnik wzmocnienia k_{Si} oraz jedną stałą czasową występującą w liczniku T_{S2i} . Pozostałe parametry oraz wstępne wartości poszukiwanych parametrów stabilizatorów systemowych, które są punktem startowym algorytmu Newtona-Raphsona, trzeba wyznaczyć inną metodą, np. opisaną w rozdziale 6 metodą opartą na rozdzieleniu na składowe momentu elektromagnetycznego generatora synchronicznego.

W kolejnej $j+1$ - iteracji wyznacza się wektor poszukiwanych parametrów stabilizatorów systemowych o wymiarze $2R$

$$P = [k_{S1} \ T_{S21} \ k_{S2} \ T_{S22} \ \dots \ k_{Si} \ T_{S2i} \ \dots \ k_{SR} \ T_{S2R}]^T \quad (Z.3.5)$$

przy wykorzystaniu równania wynikającego z algorytmu Newtona-Raphsona

$$P_{j+1} = P_j - [J(P_j)]^{-1} D(P_j), \quad (Z.3.6a)$$

gdzie

$$D(P_j) = [d_1(P_j) \ d_2(P_j) \ \dots \ d_h(P_j) \ \dots \ d_R(P_j)]^T, \quad (Z.3.6b)$$

$$d_h(P_j) = \det \left[\begin{array}{ccc} (I_1 - G_1(\lambda_{hz})G_{s1}(\lambda_{hz})) & (I_2 - G_2(\lambda_{hz})G_{s2}(\lambda_{hz})) & \dots \\ (I_1 - G_1(\lambda_{hz})G_{s1}(\lambda_{hz})) & \dots & (I_R - G_R(\lambda_{hz})G_{sR}(\lambda_{hz})) \end{array} \right]_{P=P_j}, \quad (Z.3.6c)$$

$[J(P_j)]$ - jacobian funkcji $D(P)_{P=P_j}$.

Po uwzględnieniu tożsamości

$$\begin{aligned} \det [A_1 + B_1 \quad A_2 + B_2 \quad \dots \quad A_i + kB_i \quad \dots \quad A_R + B_R] = \\ = \det [A_1 + B_1 \quad A_2 + B_2 \quad \dots \quad A_i \quad \dots \quad A_R + B_R] + \\ + k \det [A_1 + B_1 \quad A_2 + B_2 \quad \dots \quad B_i \quad \dots \quad A_R + B_R] \end{aligned}$$

można przekształcić zależność (Z.3.6c) do postaci

$$d_h(P_j) = a_h(P_j) - G_{si}(\lambda_{hz}) b_h(P_j), \quad (Z.3.7)$$

gdzie

$$a_h(P_j) = \det \left[\begin{array}{ccc} (I_1 - G_1(\lambda_{hz})G_{s1}(\lambda_{hz})) & (I_2 - G_2(\lambda_{hz})G_{s2}(\lambda_{hz})) & \dots \\ (I_1) & \dots & (I_R - G_R(\lambda_{hz})G_{sR}(\lambda_{hz})) \end{array} \right]_{P=P_j}$$

$$b_h(P_j) = \det \left[\begin{array}{ccc} (I_1 - G_1(\lambda_{hz})G_{s1}(\lambda_{hz})) & (I_2 - G_2(\lambda_{hz})G_{s2}(\lambda_{hz})) & \dots \\ (G_i(\lambda_{hz})) & \dots & (I_R - G_R(\lambda_{hz})G_{sR}(\lambda_{hz})) \end{array} \right]_{P=P_j}$$

Na podstawie zależności (Z.3.7) można wyznaczyć macierz $[J(P_j)]$ występującą w równaniu (Z.3.6a). Dwielementowa klatka tej macierzy ma następującą postać

$$J_{hi}(P_j) = -b_h(P_j) \left[\begin{array}{c} \left(\frac{\partial G_{si}(\lambda_{hz})}{\partial K_{S_i}} \right)_{P=P_j} \quad \left(\frac{\partial G_{si}(\lambda_{hz})}{\partial T_{S2i}} \right)_{P=P_j} \end{array} \right], \quad (Z.3.8)$$

gdzie

$$\left(\frac{\partial G_{si}(\lambda_{hz})}{\partial K_{S_i}} \right)_{P=P_j} = \frac{\lambda_{hz} T_{S_i} \quad 1 + \lambda_{hz} T_{S2i}(P_j) \quad 1 + \lambda_{hz} T_{S4i} \quad 1 + \lambda_{hz} T_{S6i}}{1 + \lambda_{hz} T_{S_i} \quad 1 + \lambda_{hz} T_{S1i} \quad 1 + \lambda_{hz} T_{S3i} \quad 1 + \lambda_{hz} T_{S5i}}$$

$$\left(\frac{\partial G_{si}(\lambda_{hz})}{\partial T_{S2i}} \right)_{P=P_j} = k_S(P_j) \frac{\lambda_{hz} T_{S_i} \quad \lambda_{hz} \quad 1 + \lambda_{hz} T_{S4i} \quad 1 + \lambda_{hz} T_{S6i}}{1 + \lambda_{hz} T_{S_i} \quad 1 + \lambda_{hz} T_{S1i} \quad 1 + \lambda_{hz} T_{S3i} \quad 1 + \lambda_{hz} T_{S5i}}$$

Jak wynika z równań (Z.3.6a, b), (Z.3.7) i (Z.3.8) do wyznaczenia parametrów stabilizatorów systemowych jest konieczne wyznaczenie macierzy transmitancji $G(s = \lambda_{hz})$.

Z.3.2. Wyznaczenie macierzy transmitancji systemu elektroenergetycznego bez stabilizatorów systemowych

Do wyznaczenia parametrów stabilizatorów systemowych wyżej przedstawioną metodą są potrzebne wartości współczynników macierzy $G(s = \lambda_{hz})$, gdzie λ_{hz} elektromechaniczna wartość

własna macierzy stanu systemu elektroenergetycznego ze stabilizatorami systemowymi. Macierz transmitancji operatorowych $G(s)$ ma postać analogiczną do macierzy $G_z(s)$ przedstawionej równaniem (Z.3.1b). Do wyznaczenia elementu $G_{ij}(s)$ macierzy $G(s)$ potrzebna jest wielkość wyjściową $\Delta Y_{wyj}(s)$ (prędkość kątową wirnika lub moc czynną generatora) i -tego zespołu wytwórczego przy wymuszeniu w j -tym węźle $\Delta U_{GZj}(s) = \text{const}$ (przy pozostałych wymuszeniach równych zeru). Do wyznaczenia $\Delta Y_{wyj}(s)$ korzysta się z równania stanu (3.19) i równań wyjścia (3.20a), (3.20b), (3.20c) j -tego zespołu wytwórczego, które przedstawiono w postaci operatorowej

$$s \Delta X_{ZLj}(s) = A_{ZLj} \Delta X_{ZLj}(s) + B_{ZMLj} \Delta U_{Mj}(s) + B_{ZZLj} \Delta U_{GZj}(s), \quad (Z.3.9a)$$

$$\Delta I_{Mj}(s) = C_{ZMLj} \Delta X_{ZLj}(s) - Y_{MLj} \Delta U_{Mj}(s), \quad (Z.3.9b)$$

$$\Delta Y_{wyj}(s) = C_{Zwyj} \Delta X_{ZLj}(s) + D_{Zwyj} \Delta U_{Mj}(s), \quad (Z.3.9c)$$

gdzie

$$C_{Zwyj} = C_{ZoiLj}, \quad D_{Zwyj} = 0,$$

jeśli wielkością wyjściową j -tego zespołu wytwórczego jest prędkość kątową wirnika generatora synchronicznego bądź

$$C_{Zwyj} = C_{ZPJ}, \quad D_{Zwyj} = D_{ZPJ},$$

jeśli wielkością wyjściową j -tego zespołu wytwórczego jest moc czynna generatora synchronicznego.

Przyjęcie jako wielkości wejściowej prędkości kątowej wirnika (mocy czynnej) generatora synchronicznego odpowiada zastosowaniu stabilizatora systemowego o wielkości wejściowej proporcjonalnej do odchyłki prędkości kątowej (mocy czynnej).

Z równań (Z.3.9a) i (Z.3.9c) uzyskano zależność

$$\Delta Y_{wyj}(s) = G_{wyZj}(s) \Delta U_{GZj}(s) + G_{wyLj}(s) \Delta U_{Mj}(s), \quad (Z.3.10a)$$

gdzie

$$G_{wyZj}(s) = C_{Zwyj} (sI - A_{ZLj})^{-1} B_{ZZLj},$$

$$G_{wyLj}(s) = D_{Zwyj} + C_{Zwyj} (sI - A_{ZLj})^{-1} B_{ZMLj}.$$

Ostatecznie do wyznaczenia wielkości wyjściowej i -tego zespołu wytwórczego (koniecznej do wyznaczenia elementu $G_{ij}(s)$ macierzy $G(s)$) zestawiono równanie analogiczne do (Z.3.10a), przyjmując $\Delta U_{GZj}(s) = 0$ dla $i \neq j$

$$\Delta Y_{wyi}(s) = G_{wyi}(s) \Delta U_{Mi}(s) . \quad (Z.3.10b)$$

Z zależności (Z.3.10b) wynika, że do wyznaczenia poszukiwanej wielkości wyjściowej jest konieczna znajomość wektora napięć $\Delta U_{Mi}(s)$ i -tego zespołu wytwórczego. Wektor napięć w węzłach wytwórczych wyznacza się tak, jak to zrobiono rozdziale 6, łącząc operatorowe równania prądowo-napięciowe (wynikające z (Z.3.9a) i (Z.3.9b)) określone dla wszystkich zespołów wytwórczych z operatorowymi równaniami zredukowanej sieci elektroenergetycznej (5.24). Otrzymano zależność

$$\Delta U_{WM}(s) = (Y_{WU}(s) + Y_{rr})^{-1} \Delta I_{WZj}(s) , \quad (Z.3.11)$$

gdzie $\Delta U_{WM}(s) = [\Delta U_{M1}(s) \ \dots \ \Delta U_{Mi}(s) \ \dots \ \Delta U_{MN}(s)]^T$,

$$Y_{WU}(s) = \text{diag} [Y_{IU1}(s) \ \dots \ Y_{IUi}(s) \ \dots \ Y_{IUN}(s)] ,$$

$$\Delta I_{WZj}(s) = [0 \ \dots \ Y_{Izj}(s) \Delta U_{GZj}(s) \ \dots \ 0]^T$$

$$Y_{Izj}(s) = -C_{ZMLj} (sI - A_{ZLj})^{-1} B_{ZLj} ,$$

$$Y_{IUi}(s) = Y_{MLi} - C_{ZMLi} (sI - A_{ZLi})^{-1} B_{ZMLi} .$$

Z równania (Z.3.11) oblicza się wektor $\Delta U_{WM}(s)$ napięć generatorów synchronicznych wszystkich zespołów wytwórczych, a więc również poszukiwany wektor $\Delta U_{Mi}(s)$ i -tego zespołu wytwórczego, a na jego podstawie z (Z.3.10b) wielkość wyjściową i -tego zespołu wytwórczego $\Delta Y_{wyi}(s)$, a więc również element $G_{ij}(s)$ macierzy $G(s)$. Podstawiając za $s = \lambda_{hz}$ i powtarzając obliczenia dla $i = 1, \dots, R$, $j = 1, \dots, R$, $h = 1, \dots, 2R$ wyznacza się w ten sposób poszukiwane wartości współczynników macierzy $G(s = \lambda_{hz})$.

Przedstawiona wyżej metoda wyznaczania parametrów stabilizatorów systemowych przy wykorzystaniu algorytmu Newtona-Raphsona polegająca na przesuwaniu wybranych elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu układu (odpowiedzialnych za najmniej tłumione mody) w zadane położenie na płaszczyźnie liczb zespolonych nie wymaga wyznaczenia macierzy stanu układu o dużym wymiarze. Bazuje na zlinearyzowanych równaniach stanu i równaniach na wielkości wyjściowe pojedynczego zespołu wytwórczego. Macierz kwadratowa Y_{rr} o wymiarze $2N$ dużo mniejszym niż wymiar macierzy stanu, określa wymagania odnośnie do dostępności pamięci operacyjnej komputera.

Wadą metody jest duża rozbieżność uzyskiwanych parametrów stabilizatorów systemowych wyraźnie różniących się dla różnych stanów obciążenia systemu

elektroenergetycznego, a nawet dla tych samych stanów obciążenia w przypadku zmiany liczby zespołów wytwórczych wyposażonych w PSS.

Z4. WYNIKI OBLICZEŃ PARAMETRÓW STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH

W tablicach Z4.1+Z4.3 przedstawiono wyniki obliczeń stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego zainstalowanego w zastępczym zespole wytwórczym węzła wytwórczego ROG211 KSEE odnoszące się do szczytu zimowego 1995 roku. Tablica Z4.1 odnosi się do przypadku zastosowania stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłki prędkości kątowej generatora. Tablice Z4.2 i Z4.3 odnoszą się do stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłki mocy czynnej generatora. Parametry zamieszczone w wyżej wymienionych tablicach wyznaczono biorąc pod uwagę jeden konkretny stan obciążenia systemu, odpowiednio:

- tablice Z4.1 i Z4.2 - szczyt wieczorny,
- tablice Z4.3 - dolina nocna.

Tablica Z4.1

Wyniki obliczeń stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłki prędkości kątowej

Stan obciążenia systemu	Szczyt wieczorny
Sygnal wejściowy	odchyłka prędkości kątowej
Ilość członów korekcyjnych	$\kappa=2$
Wstępne wartości stałych czasowych	$T_{S1} = 0,0612 \text{ s}$, $T_{S2} = 0,1838 \text{ s}$
Wartości stałych czasowych wynikające z aproksymacji	$T_{S1} = 0,0292 \text{ s}$, $T_{S2} = 0,1608 \text{ s}$, $T_{S3} = 0,0220 \text{ s}$, $T_{S4} = 0,0634 \text{ s}$
Błąd średniokwadratowy aproksymacji	$\delta = 0,42^\circ$
Kąt fazowy $\varphi_w = f_{wz}(2\pi f_w)$ przy $f_w = 1,5 \text{ Hz}$	$\varphi_w = 59,98^\circ$

Tablica Z4.2

Wyniki obliczeń stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłki mocy czynnej

Stan obciążenia systemu	Szczyt wieczorny
Sygnal wejściowy	odchyłka mocy czynnej
Ilość członów korekcyjnych	$\kappa = 1$
Wstępne wartości stałych czasowych	$T_{S1} = 0,1838 \text{ s}$, $T_{S2} = 0,0612 \text{ s}$
Wartości stałych czasowych wynikające z aproksymacji	$T_{S1} = 6,6344 \text{ s}$, $T_{S12} = 0,1690 \text{ s}$
Błąd średniokwadratowy aproksymacji	$\delta = 1,32^\circ$
Kąt fazowy $\varphi_w = f_{\text{arg}}(2\pi f_w)$ przy $f_w = 1,5 \text{ Hz}$	$\varphi_w = -30,02^\circ$

Tablica Z4.3

Wyniki obliczeń stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego o sygnale wejściowym proporcjonalnym do odchyłki mocy czynnej

Stan obciążenia systemu	Dolina nocna
Sygnal wejściowy	odchyłka mocy czynnej
Ilość członów korekcyjnych	$\kappa = 1$
Wstępne wartości stałych czasowych	$T_{S1} = 0,1763 \text{ s}$, $T_{S2} = 0,0684 \text{ s}$
Wartości stałych czasowych wynikające z aproksymacji	$T_{S1} = 6,7672 \text{ s}$, $T_{S2} = 0,1771 \text{ s}$
Błąd średniokwadratowy aproksymacji	$\delta = 1,38^\circ$
Kąt fazowy $\varphi_w = f_{\text{arg}}(2\pi f_w)$ przy $f_w = 1,5 \text{ Hz}$	$\varphi_w = -28,15^\circ$

Z5. PODSTAWOWE DANE ROZPATRYWANEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Podstawą analizy jest system elektroenergetyczny odwzorowujący Krajowy System Elektroenergetyczny współpracujący z systemem elektroenergetycznym Europy Zachodniej UCPTe w szczycie zimowym 1995 roku. Rozpatrzono trzy charakterystyczne stany obciążenia układu odnoszące się do różnych pór dnia: szczyt wieczorny, szczyt przedpołudniowy i dolina nocna.

W tablicy Z5.1 przedstawiono podstawowe dane rozpatrywanego systemu odnośnie do ilości zespołów wytwórczych, węzłów wytwórczych, elementów sieci elektroenergetycznej (linii przesyłowych i transformatorów) oraz mocy generowanej w różnych stanach obciążenia.

W tablicy Z5.2 przedstawiono dane odnośnie do mocy generowanych w wybranych zastępczych zespołach wytwórczych w poszczególnych stanach obciążenia systemu.

Wszystkie dane zostały udostępnione przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Tablica Z5.1

Podstawowe dane rozpatrywanego systemu elektroenergetycznego

Stan obciążenia systemu	Szczyt wieczorny	Szczyt przedpołudniowy	Dolina nocna
Ilość zesp. wytwórczych	57	55	52
Ilość krajowych zespołów wytwórczych	49	47	44
Ilość węzłów odbiorcz.	519	520	524
Ilość elementów sieci elektroenergetycznej	1043	1039	1039
Moc generowana przez wszystkie zesp. wytwórcze	(80 195,53 + j 18 296,65) MV·A	(78 494,58 + j 17 408,74) MV·A	(75 412,06 + j 15 176,70) MV·A
Moc generowana przez krajowe zesp. wytwórcze	(23 697,83 + j 7 734,30) MV·A	(22 036,90 + j 6846,39) MV·A	(18 564,33 + j 4 865,00) MV·A

Tablica Z5.2

Moc generowana przez zastępcze zespoły wytwórcze w wybranych węzłach wytwórczych KSEE w charakterystycznych stanach obciążenia systemu

Stan obciążenia	Szczyt wieczorny	Szczyt przedpołudniowy	Dolina nocna
ROG211	(700,00+j200,83) MV·A	(684,00+j194,45) MV·A	(684,04+j130,38) MV·A
ROG221	(1050,00+j200,79) MV·A	(1026,00+j196,33) MV·A	(1026,06+j130,54) MV·A
ROG411	(2101,00+j285,18) MV·A	(2064,00+j177,85) MV·A	(2058,11+j51,28) MV·A
DBN113	(335,00+j61,77) MV·A	(329,00+j56,75) MV·A	(280,02+j65,45) MV·A
DBN133	(335,00+j56,36) MV·A	(330,00+j61,97) MV·A	(280,02+j66,0) MV·A
ZRC415	(694,00+j171,01) MV·A	(177,00+j194,01) MV·A	-

Z6. ELEKTROMECHANICZNE WARTOŚCI WŁASNE MACIERZY STANU SYSTEMU PRZY REPREZENTACJI WYBRANEGO ODBIORU POPRZEC ZASTĘPCZĄ MASZYNĘ ELEKTRYCZNĄ PRĄDU PRZEMIENNEGO

W tablicach Z6.1 i Z6.2 przedstawiono wartości własne macierzy stanu systemu przy uwzględnieniu odbioru w węźle odbiorczym PLE114 poprzez zastępczą maszynę elektryczną prądu przemiennego. Tablica Z6.1 odnosi się do przypadku uwzględnienia zastępczej maszyny synchronicznej, natomiast tablica Z6.2 do maszyny asynchronicznej synchronizowanej. W obydwóch przypadkach uwzględniono wybrany stan obciążenia systemu: szczyt wieczorny. Wartości własne są uporządkowane według malejących części rzeczywistych. Wartość własna oznaczona w tablicach znakiem \Leftrightarrow ma największy co do modułu czynnik udziału dla wprowadzonej maszyny w węźle PLE114.

Tablica Z6.1

Elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu systemu w szczycie wieczornym przy uwzględnieniu zastępczej maszyny synchronicznej w węźle PLE114

$\lambda_1 = (-0,069 \pm j9,331) 1/s$	$\lambda_{30} = (-0,562 \pm j9,528) 1/s$
$\lambda_2 = (-0,136 \pm j8,191) 1/s$	$\lambda_{31} = (-0,573 \pm j9,389) 1/s$
$\lambda_3 = (-0,153 \pm j8,556) 1/s$	$\lambda_{32} = (-0,574 \pm j9,496) 1/s$
$\lambda_4 = (-0,184 \pm j9,556) 1/s$	$\lambda_{33} = (-0,593 \pm j3,845) 1/s$
$\lambda_5 = (-0,199 \pm j9,290) 1/s$	$\lambda_{34} = (-0,594 \pm j9,004) 1/s$
$\lambda_6 = (-0,337 \pm j6,582) 1/s$	$\lambda_{35} = (-0,615 \pm j8,913) 1/s$
$\lambda_7 = (-0,342 \pm j7,209) 1/s$	$\lambda_{36} = (-0,618 \pm j9,239) 1/s$
$\lambda_8 = (-0,363 \pm j7,240) 1/s$	$\lambda_{37} = (-0,619 \pm j9,323) 1/s$
$\lambda_9 = (-0,373 \pm j8,886) 1/s$	$\lambda_{38} = (-0,620 \pm j9,629) 1/s$
$\lambda_{10} = (-0,406 \pm j8,249) 1/s$	$\lambda_{39} = (-0,623 \pm j9,378) 1/s$
$\lambda_{11} = (-0,406 \pm j8,342) 1/s$	$\lambda_{40} = (-0,641 \pm j9,655) 1/s$
$\lambda_{12} = (-0,421 \pm j7,851) 1/s$	$\lambda_{41} = (-0,642 \pm j9,274) 1/s$
$\lambda_{13} = (-0,442 \pm j8,451) 1/s$	$\lambda_{42} = (-0,648 \pm j9,229) 1/s$
$\lambda_{14} = (-0,450 \pm j4,840) 1/s$	$\lambda_{43} = (-0,654 \pm j7,829) 1/s$
$\lambda_{15} = (-0,461 \pm j8,768) 1/s$	$\lambda_{44} = (-0,668 \pm j7,705) 1/s$
$\lambda_{16} = (-0,468 \pm j7,933) 1/s$	$\lambda_{45} = (-0,669 \pm j8,353) 1/s$

$\lambda_{17} = (-0,474 \pm j7,899) 1/s$	$\lambda_{46} = (-0,687 \pm j10,162) 1/s$
$\lambda_{18} = (-0,479 \pm j8,663) 1/s$	$\Leftrightarrow \lambda_{47} = (-0,751 \pm j10,402) 1/s$
$\lambda_{19} = (-0,482 \pm j8,719) 1/s$	$\lambda_{48} = (-0,760 \pm j5,405) 1/s$
$\lambda_{20} = (-0,488 \pm j9,120) 1/s$	$\lambda_{49} = (-0,768 \pm j5,474) 1/s$
$\lambda_{21} = (-0,494 \pm j9,210) 1/s$	$\lambda_{50} = (-0,793 \pm j8,509) 1/s$
$\lambda_{22} = (-0,494 \pm j8,898) 1/s$	$\lambda_{51} = (-0,837 \pm j8,363) 1/s$
$\lambda_{23} = (-0,494 \pm j9,334) 1/s$	$\lambda_{52} = (-0,874 \pm j9,263) 1/s$
$\lambda_{24} = (-0,507 \pm j9,173) 1/s$	$\lambda_{53} = (-0,944 \pm j10,120) 1/s$
$\lambda_{25} = (-0,510 \pm j9,256) 1/s$	$\lambda_{54} = (-0,965 \pm j6,750) 1/s$
$\lambda_{26} = (-0,521 \pm j9,208) 1/s$	$\lambda_{55} = (-1,000 \pm j7,584) 1/s$
$\lambda_{27} = (-0,536 \pm j8,560) 1/s$	$\lambda_{56} = (-1,017 \pm j10,699) 1/s$
$\lambda_{28} = (-0,560 \pm j9,626) 1/s$	$\lambda_{57} = (-1,202 \pm j9,133) 1/s$
$\lambda_{29} = (-0,561 \pm j3,519) 1/s$	

Tablica Z6.2

Elektromechaniczne wartości własne macierzy stanu systemu w szczycie wieczornym przy uwzględnieniu zastępczej maszyny asynchronicznej synchronizowanej w węźle PLE114

$\lambda_1 = (-0,069 \pm j9,331) 1/s$	$\lambda_{30} = (-0,561 \pm j3,519) 1/s$
$\lambda_2 = (-0,136 \pm j8,191) 1/s$	$\lambda_{31} = (-0,561 \pm j9,528) 1/s$
$\lambda_3 = (-0,153 \pm j8,558) 1/s$	$\lambda_{32} = (-0,573 \pm j9,389) 1/s$
$\lambda_4 = (-0,184 \pm j9,556) 1/s$	$\lambda_{33} = (-0,574 \pm j9,496) 1/s$
$\lambda_5 = (-0,199 \pm j9,290) 1/s$	$\lambda_{34} = (-0,593 \pm j3,845) 1/s$
$\lambda_6 = (-0,336 \pm j6,584) 1/s$	$\lambda_{35} = (-0,594 \pm j9,004) 1/s$
$\lambda_7 = (-0,342 \pm j7,209) 1/s$	$\lambda_{36} = (-0,615 \pm j8,914) 1/s$
$\lambda_8 = (-0,362 \pm j7,240) 1/s$	$\lambda_{37} = (-0,618 \pm j9,239) 1/s$
$\lambda_9 = (-0,373 \pm j8,886) 1/s$	$\lambda_{38} = (-0,619 \pm j9,323) 1/s$
$\lambda_{10} = (-0,406 \pm j8,249) 1/s$	$\lambda_{39} = (-0,620 \pm j9,629) 1/s$
$\lambda_{11} = (-0,406 \pm j8,342) 1/s$	$\lambda_{40} = (-0,622 \pm j9,380) 1/s$
$\lambda_{12} = (-0,421 \pm j7,851) 1/s$	$\lambda_{41} = (-0,641 \pm j9,655) 1/s$

$$\begin{aligned} \lambda_{13} &= (-0,441 \pm j8,453) \text{ 1/s} & \lambda_{42} &= (-0,642 \pm j9,274) \text{ 1/s} \\ \Leftrightarrow \lambda_{14} &= (-0,444 \pm j11,382) \text{ 1/s} & \lambda_{43} &= (-0,648 \pm j9,229) \text{ 1/s} \\ \lambda_{15} &= (-0,450 \pm j4,840) \text{ 1/s} & \lambda_{44} &= (-0,654 \pm j7,829) \text{ 1/s} \\ \lambda_{16} &= (-0,461 \pm j8,768) \text{ 1/s} & \lambda_{45} &= (-0,668 \pm j7,705) \text{ 1/s} \\ \lambda_{17} &= (-0,467 \pm j7,933) \text{ 1/s} & \lambda_{46} &= (-0,669 \pm j8,353) \text{ 1/s} \\ \lambda_{18} &= (-0,475 \pm j7,900) \text{ 1/s} & \lambda_{47} &= (-0,686 \pm j10,166) \text{ 1/s} \\ \lambda_{19} &= (-0,478 \pm j8,666) \text{ 1/s} & \lambda_{48} &= (-0,761 \pm j5,405) \text{ 1/s} \\ \lambda_{20} &= (-0,482 \pm j8,719) \text{ 1/s} & \lambda_{49} &= (-0,768 \pm j5,474) \text{ 1/s} \\ \lambda_{21} &= (-0,488 \pm j9,120) \text{ 1/s} & \lambda_{50} &= (-0,793 \pm j8,509) \text{ 1/s} \\ \lambda_{22} &= (-0,494 \pm j9,210) \text{ 1/s} & \lambda_{51} &= (-0,837 \pm j8,363) \text{ 1/s} \\ \lambda_{23} &= (-0,494 \pm j8,898) \text{ 1/s} & \lambda_{52} &= (-0,874 \pm j9,263) \text{ 1/s} \\ \lambda_{24} &= (-0,494 \pm j9,334) \text{ 1/s} & \lambda_{53} &= (-0,944 \pm j10,120) \text{ 1/s} \\ \lambda_{25} &= (-0,507 \pm j9,173) \text{ 1/s} & \lambda_{54} &= (-0,965 \pm j6,750) \text{ 1/s} \\ \lambda_{26} &= (-0,510 \pm j9,256) \text{ 1/s} & \lambda_{55} &= (-1,000 \pm j7,584) \text{ 1/s} \\ \lambda_{27} &= (-0,521 \pm j9,208) \text{ 1/s} & \lambda_{56} &= (-1,016 \pm j10,699) \text{ 1/s} \\ \lambda_{28} &= (-0,536 \pm j8,560) \text{ 1/s} & \lambda_{57} &= (-1,202 \pm j9,133) \text{ 1/s} \\ \lambda_{29} &= (-0,560 \pm j9,626) \text{ 1/s} \end{aligned}$$

OPTIMALIZACJA STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Streszczenie

Przedstawiono zagadnie wyznaczania optymalnego umiejscowienia (lokalizacji) stabilizatorów systemowych w wielomaszynowych systemach elektroenergetycznych i sposób określania parametrów tych stabilizatorów.

Założono, że optymalne umiejscowienie stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym wyznacza się dla warunków występowania małych zakłóceń, dla których można posłużyć się linearyzacją równań stanu wokół ustalonego punktu pracy. Przy określonej lokalizacji wyznacza się parametry stabilizatorów systemowych wstępnie przy założeniu występowania małych zakłóceń w systemie (jak w odniesieniu do badania optymalnego umiejscowienia). Istotny tu współczynnik wzmocnienia stabilizatora systemowego jest na tym etapie obliczony z najmniejszą dokładnością. Następny etap obliczeń dotyczy wyznaczenia współczynników wzmocnienia poprzez minimalizację odchyłek wybranych zmiennych stanu i wynikających z nich wielkości przy założeniu różnych dużych zakłóceń występujących w różnych stanach obciążenia i różnych miejscach systemu elektroenergetycznego, opisywanego w tym przypadku przez układ nieliniowych równań stanu.

W szczególności opracowano następujące zagadnienia:

1. Przedstawiono modele matematyczne elementów składowych zespołów wytwórczych: generatorów synchronicznych, układów wzbudzenia z regulatorami napięcia, stabilizatorów systemowych, turbin wraz z ich układami regulacji. Model matematyczny zespołu wytwórczego wynika z połączenia wymienionych wyżej modeli elementów składowych, a następnie model całego systemu elektroenergetycznego utworzono poprzez połączenie modeli zespołów wytwórczych z modelem zredukowanej sieci elektroenergetycznej. W podobny sposób otrzymano zlinearyzowany model systemu elektroenergetycznego poprzez połączenie wszystkich modeli składowych zlinearyzowanych wokół ustalonego punktu pracy.

2. W metodzie znajdowania optymalnego rozmieszczenia stabilizatorów systemowych posłużono się efektywną metodą analizy modalnej i teorią wrażliwości adaptowaną dla rozbudowanych układów regulacji. Przy określeniu optymalnego rozmieszczenia stabilizatorów posłużono się badaniem wrażliwości elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu systemu na oddziaływanie idealnych stabilizatorów systemowych zastosowanych w kolejnych zespołach wytwórczych przy wykorzystaniu ich czynników udziału.
3. Wykorzystano iteracyjną metodę AESOPS do wyznaczenia elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu systemu i odpowiadających im wektorów własnych macierzy stanu układu o dużym rozmiarze.
4. Wartości stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatorów systemowych wyznacza się dla zlinearyzowanego modelu systemu elektroenergetycznego zawierającego zespoły wytwórcze o nieskończenie dużych momentach bezwładności metodą opartą na wyodrębnieniu składowych momentu elektromagnetycznego generatora synchronicznego, wśród nich składowej momentu związanej z działaniem stabilizatora systemowego.
5. Współczynniki wzmocnienia, które określają skuteczność działania stabilizatorów systemowych, wyznacza się poprzez minimalizację odchyłek prędkości kątowej, mocy czynnej i napięcia twornika występujących przy dużych krytycznych zakłóceniach, przy wybranych stanach obciążenia i w wybranych punktach systemu elektroenergetycznego. Posłużono się w tym celu minimalizacją wprowadzonego uogólnionego syntetycznego ważonego wskaźnika jakości przebiegów regulacyjnych przy dużych zakłóceniach krytycznych w systemie elektroenergetycznym.
6. Obliczenia przeprowadzono dla systemu odwzorowującego Krajowy System Elektroenergetyczny współpracujący z systemem elektroenergetycznym Europy Zachodniej UCPTTE w szczycie zimowym 1995 roku.

OPTIMISATION OF THE POWER SYSTEM STABILIZERS IN A POWER SYSTEM

Abstract

The monograph deals with the determination of optimal site selection (localization) of power system stabilizers (PSSs) in a multimachine power system and with methods of PSS parameter evaluation.

There has been assumed, that the optimal PSS site selection in the power system results from the analysis performed for the case of small disturbances, which allows the linearization of the nonlinear state equation set about the steady state operation point. The parameters of PSSs are determined at the given localization assuming (as in the optimal site selection task) small disturbances in the system, the PSS gain being hereby evaluated with the least accuracy. The following optimisation concerns the final evaluation of the PSS gains by an effective manner of minimising the state variable deviations and dependent quantities at assumed various large disturbances in the power system, in this cases the system being described by nonlinear state equation set.

The following themes have been particularly elaborated:

1. Presentation of the mathematical models of the generating unit components: synchronous generators, excitation systems with voltage regulators, PSS, steam or water turbine with their governor systems. The mathematical model of the generating unit results from interconnecting of the mentioned component models. Further the model of the whole power system has been created by interconnecting the models of the generating units with the model of the reduced network. The linearized model of the power system has been determined in a similar way by an interconnection of all the component models linearized about the steady state operating point.
2. For optimal site selection of PSSs in the power system there have been applied the effective modal analysis and the sensitivity theory adapted for extended regulation system. The sensitivity analysis of the electromechanical eigenvalues of the state matrix due to the influence of ideal PSS introduced in successive generating units has

been chosen as the most effective method to determine the optimal PSS site selection when taking into account their correspondent participation coefficients.

3. The iterative AESOPS method has been applied to evaluate the electromechanical eigenvalues and corresponding eigenvectors of the system matrix (usual of high dimension), due to rotor swings effects in the power system.
4. The time constants of PSSs have been determined for the linearized system model (with infinitive mechanical inertia constants of the generating units) by the method basing on the distinguished electromagnetic torque components of the synchronous machine influenced by the voltage regulator.
5. The gains, which determine the effectiveness of PSS action have been evaluated by minimising various state variable and non-state variable deviations (of angular speed, active power and armature voltage) occuring at chosen large critical disturbances at the chosen load rates and in the chosen points of the power system. A generalised synthetic weighted quality factor resulting from the regulating courses of deviations at strong critical disturbances in the power system has been introduced for that reason.
6. The exemplary calculations have been performed for the system representing National Power System in parallel operation with the power system UCPTE of Western Europe at winter season peak load 1995.

BIBLIOTEKA GŁÓWNA
Politechniki Śląskiej

P.3347	98	161
--------	----	-----

Druk: Drużbina Gliwice, ul. Zwycięstwa 27, tel. 230 46 93