

Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas e Controle de Energia

Aplicação do Controlador UPFC para o Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas Elétricos de Potência

Autor: Hugo Murici Ayres

Orientador: Prof. Dr. Vivaldo Fernando da Costa

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: **Energia Elétrica**.

Banca Examinadora

Prof. Dr. Rodrigo Andrade Ramos EESC/USP
Prof. Dr. André Luiz Morelato França DSEE/FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva DSCE/FEEC/UNICAMP

Campinas, SP

Dezembro/2005

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

Ay74a Ayres, Hugo Murici
Aplicação do controlador UPFC para o amortecimento de
oscilações eletromecânicas em sistemas elétricos de potência
/ Hugo Murici Ayres. – Campinas, SP: [s.n.], 2005.

Orientador: Vivaldo Fernando da Costa.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação.

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Estabilidade. I. Costa,
Vivaldo Fernando da. II. Universidade Estadual de
Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação. III. Título.

Título em Inglês: Application of UPFC controller for damping electromechanical
oscillations in electric power systems

Palavras-chave em Inglês: Angle stability, Electromechanical oscillations, POD,
PSAT, PSM, UPFC

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Rodrigo Andrade Ramos, André Luiz Morelato França e
Luiz Carlos Pereira da Silva

Data da defesa: 07/12/2005

Resumo

Essa dissertação apresenta um estudo que avalia a eficiência do controlador UPFC (*Unified Power Flow Controller*) para o amortecimento de oscilações eletromecânicas sob condições de pequenas e grandes perturbações. Um modelo de injeção de potência utilizado para representar o UPFC é implementado no Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP). As análises no domínio do tempo são realizadas com o programa PSAT (*Power System Analysis Toolbox*), no qual também são implementados os modelos do UPFC e do controlador POD (*Power Oscillation Damping*). Diversos controladores POD são projetados para a modulação de diferentes parâmetros do UPFC. A análise da estabilidade e o projeto dos estabilizadores são baseados em técnicas de resposta em frequência e no tempo, assim como na técnica de análise modal. Os resultados obtidos revelam que o UPFC possui um grande potencial para a manutenção da estabilidade de ângulo de sistemas de potência quando equipado com controladores POD.

Palavras-chave: Estabilidade de Ângulo, MSP, POD, PSAT, Oscilações Eletromecânicas, UPFC.

Abstract

This dissertation presents a study assessing the effectiveness of the Unified Power Flow Controller (UPFC) for damping electromechanical oscillation under small-signal and large disturbances. A UPFC power injection model is implemented in the Power Sensitivity Model (PSM). The time domain analysis is carried out with the Power System Analysis Toolbox (PSAT) considering the UPFC and the POD controller models implemented. A number of Power Oscillation Damping (POD) controllers are designed in order to modulate different parameters of the UPFC. The stability analysis and the design of POD controllers are based on time and frequency response techniques. Modal analysis technique is also utilized. Results obtained reveal that the UPFC has a great potential to maintain the power system angle stability when it is equipped with POD controller.

Keywords: Angle Stability, Electromechanical Oscillations, POD, PSAT, PSM, UPFC.

À minha família

Agradecimentos

Para todas as pessoas com que tive um relacionamento mais próximo durante meu mestrado, dedico aqui os meus agradecimentos:

Ao Prof. Vivaldo Fernando da Costa, pela sua excelente orientação e por todo o apoio para a finalização deste trabalho. Agradeço também pela sua amizade adquirida nesses anos.

- Ao Prof. Luiz Carlos pela sua amizade e pelas suas contribuições técnicas.
- Aos Profs. da UFG José Wilson e Wagner Silva por me incentivarem a fazer esse mestrado.
- A todos os meus colegas da pós-graduação, em especial aos amigos do DSCE, Igor Kopcak e Taciana Menezes.
- Ao Leonardo, Renato e Marcelo, com quem eu tive o privilégio de conviver esses anos, e que mostraram-se verdadeiros companheiros. Faço uma ressalva em especial ao Marcelo pelas grandes contribuições dadas nesse trabalho.
- Aos meus amigos da graduação Bruno Oliveira, Alessandro Santana e Murilo Guimarães e ao amigo da ETFG Fabrício Martins.
- À Juliana, pelo seu carinho e dedicação, pois sempre mostrou-se ser uma pessoa presente.
- Aos meus pais Eduardo e Léa, e aos meus irmãos Érico e Ilana pela grande força, motivação, e principalmente pela minha formação.

Esse trabalho foi desenvolvido com o apoio financeiro do CNPq.

Sumário

Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xvii
Lista de Abreviações	xix
1 Introdução	1
1.1 Apresentação da Dissertação	4
2 Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência	5
2.1 Introdução	5
2.2 Tipos de Estabilidade	5
2.3 Estabilidade de Ângulo	6
2.3.1 Estabilidade de Ângulo a Pequenas Perturbações	6
2.3.2 Estabilidade Transitória	13
2.4 Estabilidade de Tensão	14
2.4.1 Estabilidade de Pequenas Perturbações	15
2.4.2 Estabilidade de Grandes Perturbações	15
2.5 Metodologias de Análise	15
2.5.1 Análise Modal	16
2.5.2 Análise no Domínio do Tempo	20
3 Modelagem e Controles do UPFC	21
3.1 Introdução	21

3.2	Controladores FACTS	21
3.3	Controlador de Fluxo de Potência Unificado	24
3.3.1	Princípio Básico de Operação	24
3.4	Modelo de Injeção de Potência do UPFC	26
3.4.1	Balanco de Energia	28
3.5	Estratégia de Controle do UPFC	31
3.5.1	Parâmetros do UPFC e seus Controles	31
3.5.2	Modos de Operação do POD	33
3.6	Modelo de Sensibilidade de Potência - MSP	34
3.6.1	Linearização	35
3.6.2	Sistema Multimáquinas	37
3.6.3	Forma de Espaço de Estados	39
3.6.4	Inclusão do UPFC no MSP	41
3.7	Projeto do Controlador POD	46
3.7.1	Análise da Estabilidade com o Diagrama de Bode	47
4	PSAT - <i>Power System Analysis Toolbox</i>	51
4.1	Introdução	51
4.2	Apresentação do Programa	51
4.3	Fluxo de Potência	52
4.3.1	Método de Newton-Raphson	53
4.3.2	Modelo do UPFC em Regime Permanente	53
4.4	Simulações no Tempo	54
4.4.1	Métodos de Integração Numérica	55
4.4.2	Método Trapezoidal Implícito	56
4.5	Modelos Utilizados do PSAT	56
4.5.1	Máquina Síncrona	56
4.5.2	Regulador Automático de Tensão	61
4.5.3	Regulador de Turbina	62
4.5.4	Linha de Transmissão	63

4.5.5	Carga	64
4.6	Modelos Implementados no PSAT	64
4.6.1	UPFC	65
4.6.2	POD	65
5	Simulações, Análises e Resultados	71
5.1	Introdução	71
5.2	Sistema Máquina - Barramento Infinito	71
5.2.1	Análise dos Autovalores	72
5.2.2	Análise Paramétrica	72
5.2.3	Análise do Perfil de Tensão	78
5.2.4	Projeto dos Controladores POD	81
5.2.5	Avaliação da Eficiência dos Controladores	84
5.2.6	Comparação de Desempenho dos Controladores POD	87
5.2.7	Comparação do Sistema Linearizado com o Sistema Não Linear	89
5.3	Sistema Multimáquinas	91
5.3.1	Análise dos autovalores	94
5.3.2	Aplicação de PSS para amortecimento de oscilações	95
5.3.3	Projeto dos controladores POD	97
5.3.4	Avaliação da Eficácia dos controladores POD	97
5.3.5	Comparação de Desempenho dos Controladores POD	103
6	Conclusões	107
6.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	108
	Referências bibliográficas	110
A	Coeficientes de Sensibilidade	117
A.1	Sistema Isolado (Figura 2.2)	117
A.2	Sistema Isolado Incluindo um UPFC (Figura 3.11)	119

B	Parâmetros dos Modelos	121
B.1	Parâmetros da Máquina Síncrona	121
B.2	Parâmetros do Regulador Automático de Tensão	122
B.3	Parâmetros do Regulador de Turbina	122
B.4	Parâmetros do Controlador UPFC	123
B.5	Parâmetros do Controlador POD	123
C	Dados dos Sistemas	125
C.1	Sistema Máquina - Barramento Infinito	125
C.2	Sistema Multimáquinas	126
D	Publicações	127

Lista de Figuras

2.1	Classificação de estabilidade de sistemas de potência.	6
2.2	Sistema equivalente Gerador - Barramento infinito.	8
2.3	Malha torque-ângulo.	9
2.4	(a) Instabilidade monotônica (b)Instabilidade oscilatória.	11
2.5	Estrutura clássica de um PSS.	12
2.6	Instabilidade transitória.	14
3.1	Diagrama Esquemático do UPFC.	25
3.2	Representação do UPFC.	26
3.3	Diagrama fasorial da tensão \hat{V}_s	27
3.4	Representação da fonte de tensão \hat{V}_s por uma fonte de corrente \hat{I}_s	27
3.5	Diagrama Fasorial da tensão \hat{V}_s e da corrente \hat{I}_{sh} do UPFC.	28
3.6	Representação da fonte de tensão \hat{V}_s por uma duas fontes de corrente \hat{I}_s em paralelo.	30
3.7	Modelo de injeção de potência do UPFC.	31
3.8	Diagrama fasorial da tensão série \hat{V}_s	32
3.9	Diagrama do sistema de controle do UPFC.	33
3.10	Sistema Multibarras.	37
3.11	Sistema máquina barramento infinito com o UPFC acoplado.	42
3.12	Modelo dinâmico do UPFC.	43
3.13	Divisão do controlador POD em blocos.	44
3.14	Sistema de controle com realimentação.	48

3.15	Determinação da Margem de Fase e Ganho em um diagrama de Bode.	49
4.1	Interface gráfica com o usuário do programa PSAT de versão 1.3.4.	52
4.2	Fluxograma do método de integração no domínio do tempo.	57
4.3	Diagrama esquemático de uma máquina síncrona trifásica.	58
4.4	Fluxos do estator com referencia nos eixos d e q para um modelo de 6 ^o ordem.	59
4.5	Diagrama de blocos do RAT tipo III.	62
4.6	Diagrama de blocos do RT tipo II.	63
4.7	Linha de transmissão representada pelo modelo equivalente π	63
4.8	Biblioteca de controladores FACTS contendo o novo bloco do UPFC.	66
4.9	Parâmetros de entrada do controlador UPFC.	67
4.10	Biblioteca de controle do PSAT contendo o bloco POD.	68
4.11	Parâmetros de entrada do controlador POD.	68
4.12	Diagrama de blocos do controlador POD.	69
5.1	Sistema máquina - barramento infinito incluindo um UPFC.	72
5.2	Autovalores em função de μ : (a) Parte real (b) Freqüência.	74
5.3	Trajectoria dos autovalores.	74
5.4	Parte real dos autovalores em função de C_p	75
5.5	Módulo da tensão injetada \hat{V}_s em função de C_p	75
5.6	Parte real dos autovalores em função de K_r	76
5.7	Módulo da parte imaginária dos autovalores em função de K_r	77
5.8	Parte real dos autovalores em função de V_{ref}	77
5.9	Corrente \hat{I}_{sh} em função de V_{ref}	78
5.10	Perfil de tensão ao longo da linha.	79
5.11	Perfil de tensão incluindo o UPFC ao longo da linha.	80
5.12	Perfil de tensão incluindo o UPFC.	80
5.13	Perfil de tensão incluindo o UPFC compensado ao longo da linha.	81
5.14	Resposta em freqüência para $\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta V_{POD-V_q}(s)}$ e $\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta V_{POD-V_q}(s)}$. POD - $V_q(s)$	83
5.15	Resposta em freqüência para $\frac{\Delta P_L(s)}{\Delta V_{POD-V_q}(s)}$ e $\frac{\Delta P_L(s)}{\Delta V_{POD-V_q}(s)}$. POD - $V_q(s)$	84

5.16	Resposta ao degrau em 0,6 p.u. para PODs derivados da velocidade.	85
5.17	Resposta ao degrau em 0,6 p.u. para PODs derivados da potência.	86
5.18	Resposta ao degrau em 1,0 p.u. para PODs derivados da velocidade.	86
5.19	Resposta ao degrau em 1,0 p.u. para PODs derivados da potência.	87
5.20	Resposta ao degrau em 1,0 p.u. para o modo POD – V_p	88
5.21	Resposta ao degrau em 1,0 p.u. para o modo POD – V_q	88
5.22	Resposta ao degrau em 1,0 p.u. para o modo POD – I_q	89
5.23	Resposta ao degrau na referência do controle de tensão do UPFC.	90
5.24	Resposta ao degrau em ΔV_{ref} para diferentes ganhos de K_r	90
5.25	Modelo do <i>simulink</i> para o sistema máquina - barramento infinito no PSAT. . .	91
5.26	Resposta ao degrau em P_{mec} para $POD_1 - V_p$	92
5.27	Resposta ao degrau em P_{mec} para $POD_1 - V_q$	92
5.28	Resposta ao degrau em V_{ref} para $POD_1 - I_q$	93
5.29	Sistema de duas áreas.	93
5.30	Fatores de participação: (a) Modo Local 1 (b) Modo local 2.	94
5.31	Fatores de participação do modo interárea.	95
5.32	Modelo do <i>simulink</i> para o sistema duas áreas no PSAT incluindo PSSs nos geradores.	96
5.33	Resposta ao degrau para aplicação de PSSs.	96
5.34	Resposta à falta trifásica para aplicação de PSSs.	97
5.35	Modelo do <i>simulink</i> para o sistema duas áreas no PSAT incluindo o UPFC com POD.	98
5.36	Ângulo relativo entre os geradores G_1 e G_3	99
5.37	Tensão v_p	100
5.38	Troca de potência ativa com o sistema: (a) Conversor em paralelo (b) Conversor série.	100
5.39	Módulo da tensão série injetada pelo conversor série do UPFC.	101
5.40	Ângulo relativo entre os geradores G_1 e G_3	101
5.41	Tensão v_q	102

5.42 Fluxo de potência ativa nas linhas (8-9).	102
5.43 Ângulo relativo entre os geradores G_1 e G_3	103
5.44 Corrente i_q	104
5.45 Magnitude das tensões nas barras próximas ao curto.	104
5.46 Ângulo relativo entre os geradores G_2 e G_3	105
5.47 Corrente i_q	105

Lista de Tabelas

5.1	Característica do modo eletromecânico.	72
5.2	Parâmetros dos controladores POD derivados de $\Delta\omega$	82
5.3	Parâmetros dos controladores POD derivados de ΔP_L	83
5.4	Característica dos modos eletromecânicos.	95
5.5	Parâmetros dos controladores POD derivados de ΔI_{78}	98

Lista de Abreviações

AEP	-	<i>American Electric Power</i>
EPRI	-	<i>Energy Power Research Institute</i>
FACTS	-	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
GTO	-	<i>Gate Turn-Off Thyristor</i>
POD	-	<i>Power Oscillation Damping</i>
PSAT	-	<i>Power System Analysis Toolbox</i>
PSS	-	<i>Power System Stabilizer</i>
TCPAR	-	<i>Thyristor Controlled Phase Angle Regulator</i>
SSSC	-	<i>Static Synchronous Series Compensator</i>
STATCOM	-	<i>Static Synchronous Compensator</i>
SVC	-	<i>Static Var Compensator</i>
TCR	-	<i>Thyristor Controlled Reactor</i>
TCSC	-	<i>Thyristor Controlled Series Capacitor</i>
TSC	-	<i>Thyristor Switched Capacitor</i>
TSSC	-	<i>Thyristor Switched Series Capacitor</i>
UPFC	-	<i>Unified Power Flow Controller</i>
VSC	-	<i>Voltage Source Converter</i>

Capítulo 1

Introdução

DESDE o início do século XX, com a constituição dos primeiros sistemas elétricos industriais, a estabilidade de sistemas de potência tem sido reconhecida como um dos grandes problemas da operação dos mesmos. Historicamente, dois aspectos do problema sempre foram analisados nos estudos de estabilidade: O primeiro, que foi denominado de Estabilidade Transitória, refere-se à variações bruscas nas condições de operação do sistema (tensão, corrente, etc), provocadas por grandes distúrbios tais como curto-circuitos na rede de transmissão; O segundo, denominado de Estabilidade de Regime Permanente, refere-se à variações lentas ou graduais nas condições do sistema, causadas pelos efeitos de pequenas perturbações que ocorrem durante a operação normal do sistema.

Nos estudos de estabilidade (Transitória e de Regime Permanente) era possível avaliar somente a possibilidade de ocorrência de instabilidades monotônicas (crescimento contínuo dos ângulos dos geradores), uma vez que era considerado somente o modelo clássico¹ para os geradores. Nesses estudos, a avaliação da Estabilidade Transitória restringia-se à primeira oscilação dos rotores no transitório subsequente à ocorrência de uma grande perturbação. Já a Estabilidade de Regime Permanente era avaliada pelo valor do coeficiente sincronizante do gerador. Nessas duas situações se a instabilidade era constatada, ela é do tipo aperiódica [1]. Portanto, nesses estudos não propiciavam praticamente nenhuma informação sobre o amortecimento das oscilações.

¹Nesse modelo, os geradores são representados por uma fonte de tensão de magnitude constante, conectada à rede de transmissão através de impedâncias constantes.

Até o final dos anos 50, esses estudos mostraram-se satisfatórios para a análise da estabilidade, uma vez que o amortecimento das oscilações não era um fator crítico. Entretanto, devido à expansão econômica e ao desenvolvimento industrial, que permitiram a construção de sistemas elétricos interligados a partir dessa época, tais fatos favoreceram ao aparecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência fracamente ou não amortecidas. Para grandes transitórios provocados por grandes perturbações, constatou-se que os sistemas mesmo não perdendo a estabilidade na primeira oscilação durante um curto intervalo de tempo (2 ou 3 segundos), tornava-se instável. A perda de estabilidade na forma de oscilações de amplitudes crescentes era constatada depois de alguns segundos ou até mesmo minutos. Um fato que contribuiu enormemente para o surgimento dessas oscilações foi a utilização dos reguladores automáticos de tensão nos geradores síncronos. Embora o uso desses dispositivos para altos ganhos trouxesse benefícios como o aumento do coeficiente sincronizante dos geradores, que aumentavam o limite de estabilidade de regime permanente, os reguladores causavam um impacto negativo no amortecimento dos sistemas na presença de grandes perturbações.

No final da década de 60, as análises realizadas por De Mello e Concordia [2] esclareceram como os reguladores automáticos de tensão afetam prejudicialmente a estabilidade dos sistemas. Nos estudos realizados foi considerado o modelo linearizado de Heffron-Phillips [3] para representar um gerador conectado a um barramento infinito. Com base nos conceitos de torque sincronizante (proporcional às variações angulares do rotor) e torque de amortecimento (proporcional às variações de velocidade do rotor), esses dois pesquisadores estabeleceram as bases para a compreensão do fenômeno e propuseram uma solução efetiva para o problema. Com o objetivo de fornecer torque de amortecimento adicional às oscilações do rotor, foi proposto que se introduzisse sinais estabilizantes suplementares nos sistemas de controle de excitação dos geradores. Tais sinais estabilizantes são fornecidos por dispositivos chamados de Estabilizadores de Sistemas de Potência (PSS - *Power System Stabilizers*).

Ainda hoje, pelo fato dos PSSs serem considerados uma solução simples, efetiva, e relativamente barata, esses dispositivos são amplamente utilizados pelas empresas de energia elétrica para providenciar o adequado amortecimento das oscilações eletromecânicas. Entretanto, existem casos em que o PSS não apresenta desempenho satisfatório. Para essas situações, uma

solução efetiva é a utilização de controladores FACTS (*Flexible AC Transmission System*). No Brasil um controlador TCSC (*Thyristor Controlled Series Compensator*) foi instalado na linha de interligação Norte-Sul com o principal objetivo de amortecer as oscilações eletromecânicas do modo interárea do sistema interligado brasileiro. Nesse caso optou-se pela instalação de um TCSC, visto que a instalação de PSSs nos geradores apresentaria várias desvantagens em relação a instalação desse controlador [4].

Proporcionado pelos recentes avanços na área da eletrônica de alta potência, os FACTS podem propiciar um rápido controle dos fluxos de potência na rede de transmissão, mantendo-os em rotas estabelecidas, assim como aumentar a capacidade de transmissão e melhorar, de forma generalizada, a estabilidade do sistema [5, 6]. Estes benefícios suplementares não são conseguidos com a instalação de PSSs.

Neste trabalho o problema de oscilações eletromecânicas de baixa frequência pobremente amortecidas é estudado. As análises do problema são realizadas com o Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP) na sua forma de espaço de estados. Esse modelo desenvolvido por Deckmann e Da Costa [7] é baseado em sensibilidades de potência ativa e reativa. Uma das características importantes desse modelo é que as análises dinâmicas de baixa frequência podem ser estendidas para sistemas multimáquinas.

Um controlador FACTS, denominado UPFC (*Unified Power Flow Controller*), é abordado nessa dissertação. Seu desempenho para o amortecimento de oscilações eletromecânicas é verificado sob condições de pequenas e grandes perturbações. As análises no domínio do tempo são realizadas com o programa PSAT (*Power System Analysis Toolbox*), no qual foram implementados os modelos do UPFC e do controlador POD (*Power Oscillation Damping*). Os projetos dos controladores POD são baseados em técnicas de controle clássico, assim como na análise modal, gráficos do lugar das raízes e técnicas de resposta no domínio do tempo. Esses controladores são projetados visando o amortecimento adequado das oscilações. Tanto sinais remotos, quanto sinais locais, são considerados nesses projetos.

Dois sistemas muito utilizados na literatura para o estudo da estabilidade angular são considerados. Sendo um sistema composto por uma máquina conectada a um barramento infinito e um sistema multimáquinas. Neste trabalho são mostrados que os PSSs, assim como

o controlador UPFC equipado com controlador POD, são instalados com o objetivo de amortecer as oscilações eletromecânicas. Os resultados deste trabalho revelam que o UPFC quando equipado com controlador POD possui um grande potencial para amortecer as oscilações.

1.1 Apresentação da Dissertação

Esta dissertação está estruturada em mais cinco capítulos e quatro apêndices descritos a seguir:

No Capítulo 2 são apresentados os principais problemas de estabilidade de sistemas elétricos de potência, mostrando algumas metodologias de análise que têm sido mais utilizadas para abordá-los.

No Capítulo 3 é feita uma breve revisão sobre a evolução dos controladores FACTS, dando uma atenção maior ao controlador UPFC. A inclusão do modelo de injeção de potência do UPFC no MSP é apresentado, destacando as estratégias de controle desse dispositivo empregadas neste trabalho.

No Capítulo 4 é apresentado o programa PSAT de simulação no domínio do tempo, o qual foi utilizado para gerar as simulações. Os modelos dos equipamentos utilizados, bem como os implementados no PSAT também são mostrados.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados deste trabalho com base nos estudos do problema de oscilações eletromecânicas sob condições de pequenas e grandes perturbações.

No Capítulo 6 são destacadas as principais conclusões deste trabalho e algumas sugestões para trabalhos futuros.

Nos apêndices A, B e C são fornecidos as expressões dos coeficientes de sensibilidade de potência, os parâmetros dos equipamentos utilizados nas simulações, assim como os dados dos sistemas usados neste trabalho. Os trabalhos submetidos e publicados são encontrados no apêndice D.

Capítulo 2

Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência

2.1 Introdução

NESTE capítulo são apresentados os problemas da estabilidade de ângulo e de tensão sob condições de pequenas e grandes perturbações, bem como as principais metodologias de análise que têm sido utilizadas para abordá-los.

2.2 Tipos de Estabilidade

A estabilidade de sistemas elétricos de potência refere-se à capacidade que esses sistemas possuem de se manter em equilíbrio sob condições normais de operação, bem como a de atingirem um estado aceitável de equilíbrio após serem submetidos a distúrbios ou perturbações [8, 9]. Conforme ilustrado na Figura 2.1, o problema da estabilidade desses sistemas pode ser classificado como sendo de **estabilidade de ângulo** ou de **estabilidade de tensão**. No primeiro caso a estabilidade é regida, essencialmente, pelas dinâmicas dos rotores dos geradores síncronos e seus sistemas de controle, enquanto que no segundo a mesma é regida, essencialmente, pelo comportamento dinâmico das cargas do sistema. Em ambos os casos o problema pode ser abordado segundo dois aspectos: pequenas e grandes perturbações.

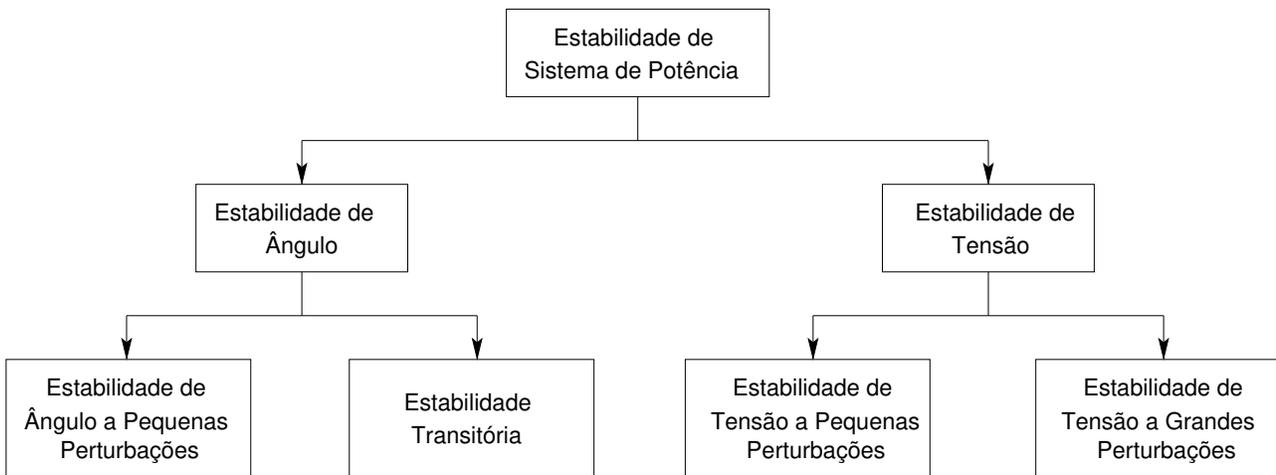


Figura 2.1: Classificação de estabilidade de sistemas de potência.

2.3 Estabilidade de Ângulo

A estabilidade de ângulo refere-se à capacidade que os rotores dos geradores síncronos possuem de continuar ou não em sincronismo (mesma velocidade) após a ocorrência de perturbações no sistema [8, 9]. A instabilidade pode ocorrer sob a forma **monotônica** ou **oscilatória**, traduzidas por uma aceleração contínua ou por oscilações de amplitudes crescentes dos rotores dos geradores, respectivamente. No primeiro caso a instabilidade é devido à falta de torques sincronizantes dos geradores síncronos e no segundo devido à falta de torques de amortecimento.

2.3.1 Estabilidade de Ângulo a Pequenas Perturbações

Esse tipo de estabilidade refere-se à capacidade dos sistemas elétricos de potência de manter o sincronismo entre seus geradores síncronos sob condições de pequenas perturbações. Neste caso, a linearização das equações que compõem a modelagem do sistema torna-se possível para efeitos de análise. Desde o início das interligações de sistemas nos anos 60, o principal aspecto desse problema que tem sido abordado intensivamente pelos engenheiros de potência é a estabilidade oscilatória, traduzida pela existência de amortecimento positivo para todos os modos naturais de oscilação do sistema, quando os mesmos são excitados por pequenas perturbações, ou mesmo flutuações normais de carga.

Caracterização dos Modos de Oscilação

Um sistema elétrico de potência exibe vários modos de oscilação, como, por exemplo, os introduzidos pelas ações dos controles de excitação, de velocidade, etc. No entanto, os de principal interesse são os modos eletromecânicos de baixa frequência, os quais estão associados ao comportamento dinâmico dos rotores dos geradores. Estes modos eletromecânicos são responsáveis por oscilações que se situam na faixa de frequência entre 0,1 e 2,0 Hz, podendo ser basicamente classificados em [9]:

- **Modos Locais:** são caracterizados pela oscilação de um gerador (ou um grupo de geradores) contra o resto do sistema ou por geradores proximadamente conectados e possuem frequência na faixa de 0,7 a 2,0 Hz.
- **Modos Interárea:** são observadas quando um grupo de geradores localizados em uma área oscila coerentemente contra outro grupo de geradores localizados em uma outra área, ocorrendo comumente na faixa de 0,1 a 0,7 Hz.

Os modos de oscilações eletromecânicos são reconhecidos como modos críticos em virtude do baixo amortecimento natural do sistema. Para determinadas condições de operação, geralmente as de elevado carregamento, características combinadas das cargas e dos sistemas de controle dos geradores (excitação e velocidade) podem reduzir consideravelmente ou até mesmo tornar negativo o amortecimento de algum modo de oscilação do sistema (local ou interárea). Desta forma, oscilações pouco amortecidas ou com amplitudes crescentes podem ameaçar ou inviabilizar a operação do sistema.

Oscilações de modo local tendem a ocorrer quando os geradores (ou grupo de geradores) são conectados ao sistema por linhas de transmissão com altas reatâncias. Tal fato ocorre principalmente para o caso das grandes usinas hidrelétricas situadas distantes de seus centros de cargas, e, portanto, conectadas por longas linhas de transmissão (essencialmente radiais) em alta e extra-alta tensão.

Oscilações de modo interárea tendem a ocorrer quando as áreas são interligadas por linhas de transmissão fracas, ou seja, com capacidades muito inferiores às capacidades dos sistemas que elas interligam. Características particulares de cada sistema contribuem de maneira bastante

diversa para o aparecimento dessas oscilações interárea, sendo bastante difícil se determinar um fator específico que tenha maior influência sobre a estabilidade destes modos.

Uma operação segura dos sistemas de potência está intrinsecamente associada com um adequado amortecimento dos modos de oscilação local e interárea. Conseqüências desastrosas para a estabilidade de sistemas interligados tais como desligamentos parciais ou mesmo totais (blecautes), uma vez que um processo de desligamentos em cascata pode ser desencadeado, podem ocorrer se esses modos não forem apropriadamente amortecidos.

Os conceitos fundamentais relativos aos modos de oscilação eletromecânicos, tais como taxa de amortecimento e freqüência de oscilação, podem ser melhor visualizados, considerando-se um gerador síncrono conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão, conforme ilustrado na Figura 2.2.

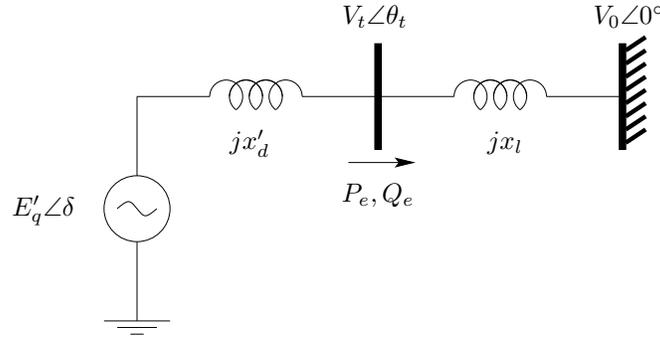


Figura 2.2: Sistema equivalente Gerador - Barramento infinito.

O movimento rotacional do conjunto turbina-rotor deve obedecer a condição de equilíbrio dinâmico entre os torques descrita pela seguinte equação de balanço:

$$\Delta T_{AC} = \Delta T_M - \Delta T_E - \Delta T_D \quad (2.1)$$

onde ΔT_{AC} , ΔT_M , ΔT_E e ΔT_D são respectivamente os incrementos do torque acelerante, do torque mecânico, do torque elétrico e do torque de amortecimento (em p.u.). Adotando-se o modelo clássico para o gerador ($\Delta E'_q = 0$), a equação (2.1) pode ser reescrita como:

$$\Delta \ddot{\delta} + \frac{D}{M} \Delta \dot{\delta} + \frac{\omega_0}{M} K_1 \Delta \delta = \frac{\omega_0}{M} \Delta T_M \quad (2.2)$$

na qual $\Delta\delta$ é o desvio do ângulo do rotor em radianos, M é a constante de tempo de inércia do conjunto turbina-rotor em segundos, D é o coeficiente de amortecimento do gerador em p.u., e ω_0 é a velocidade angular síncrona em rad/s. O parâmetro K_1 é o coeficiente sincronizante do gerador em p.u., que é dado por:

$$K_1 = \left. \frac{\partial T_E}{\partial \delta} \right|_{E'_q = cte} = \frac{E'_q V_0}{x'_d + x_l} \cos \delta_0 \quad (2.3)$$

sendo δ_0 o ângulo de regime permanente entre a tensão transitória interna E'_q e a tensão do barramento infinito V_0 .

O diagrama de blocos da malha torque-ângulo do sistema máquina barramento infinito é representado pela Figura 2.3.

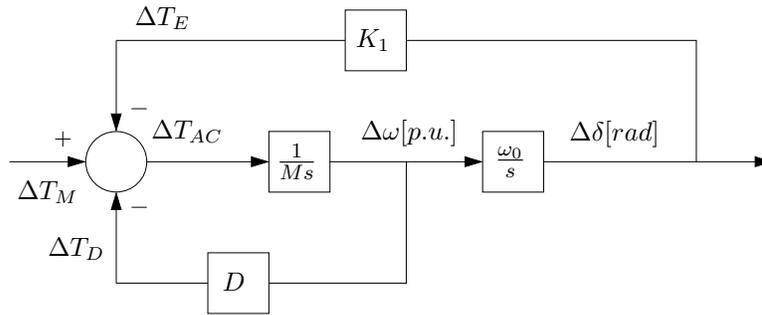


Figura 2.3: Malha torque-ângulo.

A equação característica resultante da equação (2.2) é dada por:

$$s^2 + \frac{D}{M}s + K_1 \frac{\omega_0}{M} = 0 \quad (2.4)$$

e sua forma canônica é representada por:

$$s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2 = 0 \quad (2.5)$$

na qual ω_n e ζ são a frequência natural de oscilação e a taxa de amortecimento respectivamente, as quais são dadas por:

$$\omega_n = \sqrt{K_1 \frac{\omega_0}{M}} \quad e \quad \zeta = \frac{D}{2\sqrt{\omega_0 K_1 M}} \quad (2.6)$$

Geralmente, para condições normais de operação, o sistema apresenta uma taxa de amortecimento pequena, fazendo com que os autovalores ou raízes da equação característica tornem-se complexos-conjugados, ou seja:

$$\lambda_{1,2} = \sigma \pm j\omega_d = -\zeta\omega_n \pm j\omega_n\sqrt{1 - \zeta^2} \quad (2.7)$$

sendo ω_d a frequência de oscilação amortecida do modo eletromecânico.

Considerando-se valores típicos de inércias, reatâncias e carregamento, as frequências das oscilações dos modos eletromecânicos (ω_d) aproximam-se bastante das frequências de ressonâncias (ω_n), em virtude dos baixos valores de amortecimento que estes modos apresentam, mesmo em condições normais de carga. Na literatura, um modo com 10% de amortecimento é considerado bem amortecido [10, 11].

Análise via Torques Sincronizantes e de Amortecimento

O fenômeno da estabilidade de ângulo a pequenas perturbações está basicamente associado aos desbalanços de torques eletromecânicos nos geradores síncronos do sistema, os quais acarretam em trocas oscilatórias de potência entre os geradores através das linhas de transmissão. Para uma dada frequência de oscilação do rotor do gerador, existe uma variação do torque elétrico de mesma frequência e proporcional à amplitude da oscilação. Essa variação do torque elétrico pode ser decomposta em duas componentes ortogonais, denominadas torques de amortecimento e sincronizante [2], expressa por:

$$\Delta T_E = K_d \Delta \omega + K_s \Delta \delta \quad (2.8)$$

sendo K_d e K_s os coeficientes de torque de amortecimento e sincronizante, respectivamente. A parcela de torque de amortecimento ($K_d\Delta\omega$) é proporcional e oscila em fase no tempo com a variação de velocidade do rotor, enquanto que a parcela de torque sincronizante ($K_s\Delta\delta$) é proporcional e oscila em fase no tempo com a variação angular do rotor.

Sob condições de regime permanente, existe um equilíbrio entre esses torques no conjunto turbina-rotor de cada gerador, de modo que todos os geradores operam em sincronismo (mesma velocidade). Se o sistema é perturbado, ocorre um desequilíbrio de torques, resultando em uma aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas. A instabilidade pode vir a acontecer por falta de torque sincronizante ou por falta de torque de amortecimento. A falta de torque sincronizante resulta em um crescimento contínuo do ângulo do rotor, ou seja, a instabilidade é **aperiódica** ou **monotônica**. Enquanto que a falta de torque de amortecimento resulta em **instabilidade oscilatória**, ou seja, em oscilações com amplitudes crescentes no tempo. A Figura 2.4 ilustra estes tipos de instabilidades.

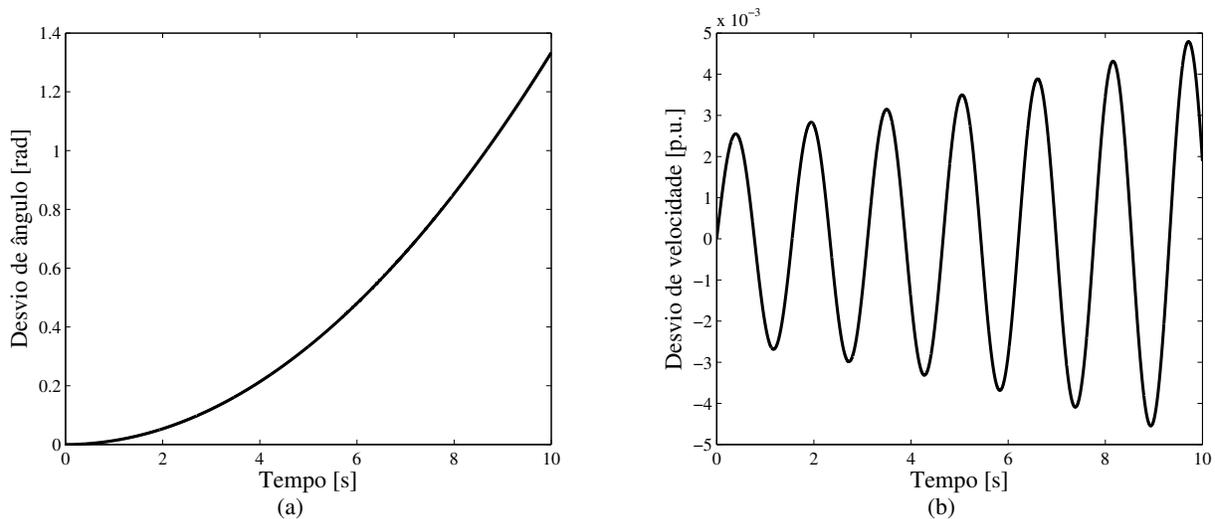


Figura 2.4: (a) Instabilidade monotônica (b) Instabilidade oscilatória.

Uma análise detalhada dos conceitos de torque sincronizante e torque de amortecimento, bem como a decomposição dos efeitos do controle de tensão em termos destes torques, foi feita por De Mello e Concórdia [2]. Os autores utilizaram um modelo linearizado de uma máquina síncrona de pólos salientes conectada a um barramento infinito conhecido como modelo **Heffron-Phillips** [3]. Neste trabalho clássico, os autores propuseram que fosse adicionado

um sinal estabilizante suplementar à referência dos reguladores automáticos de tensão dos geradores, de maneira a propiciar um adequado amortecimento às oscilações eletromecânicas de baixa frequência.

Sinais estabilizantes suplementares

A ação de se introduzir sinais estabilizantes na referência dos reguladores automáticos de tensão, é exercida através do (PSS - *Power System Stabilizer*). A função desse estabilizador é de propiciar um aumento da componente de amortecimento do torque elétrico, por meio da modulação da tensão de referência do sistema de excitação do gerador.

A componente extra de torque de amortecimento introduzida pela ação do PSS deve estar em fase com a variação de velocidade do eixo da máquina. Assim, tomando-se o desvio de velocidade como sinal de entrada $\Delta\omega$, é necessário que esse sinal sofra um de avanço de fase para compensar os atrasos introduzidos pela malha de controle de tensão do gerador. Outros sinais derivados da potência elétrica dos geradores ΔP_e ou da frequência Δf também podem ser utilizados, como mostra um estudo feito comparando diferentes sinais de entrada em [12, 13].

A estrutura deste estabilizador é composta por um ganho estabilizante K_{PSS} e um filtro *washout*, para evitar que o mesmo atue em condições de regime permanente, seguidos pelos blocos de avanço de fase. Normalmente, utilizam-se dois blocos para a compensação de fase para fornecer a compensação requerida, como mostrado na Figura 2.5.

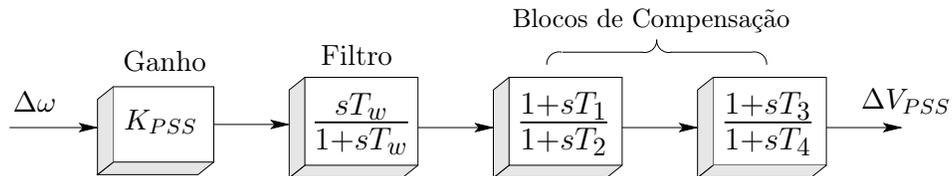


Figura 2.5: Estrutura clássica de um PSS.

Atualmente, várias técnicas de controle têm sido propostas para o projeto de PSS's, como por exemplo, técnicas de controle robusto incluindo otimização H_2 , H_∞ e LMI (*Linear Matrix Inequalities*) [14–17]. Entretanto, técnicas de controle clássico, que utilizam métodos de resposta em frequência e no tempo, ainda são predominantemente utilizadas na indústria. O PSS clássico pode ser ajustado para amortecer os modos locais ou os modos interárea de oscilação,

como também pode ser ajustado para amortecer ambos os modos, salvo algumas restrições¹ [18].

Em face ao surgimento de novas tecnologias aliado ao grande desenvolvimento da eletrônica de potência nos últimos anos, equipamentos como os controladores FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) vêm sendo analisados como uma opção à utilização do PSS convencional. A utilização de sinais estabilizantes na malha de controle desses equipamentos, como por exemplo os controladores UPFC (*Unified Power Flow Controller*), permite melhorar o amortecimento do sistema, assim como trás outros benefícios, conforme é abordado no Capítulo 3.

2.3.2 Estabilidade Transitória

Estabilidade de ângulo a grandes perturbações é comumente referida como estabilidade transitória [8, 9]. Está relacionada com a capacidade do sistema de potência em manter o sincronismo quando sujeitado a um distúrbio severo, tais como uma falta na rede de transmissão, perda de uma unidade geradora muito grande ou a desconexão de uma carga de grande porte. A instabilidade é aperiódica, traduzida por uma aceleração contínua dos rotores dos geradores síncronos do sistema, em virtude da falta de torques sincronizante. Geralmente, essa instabilidade ocorre na primeira oscilação, de modo que a estabilidade transitória é comumente referida como **estabilidade de primeira oscilação** (*first-swing*). Entretanto, para grandes sistemas, em decorrência de uma possível superposição de modos, a instabilidade transitória pode ocorrer em oscilações subseqüentes. A Figura 2.6 ilustra um caso de instabilidade transitória na primeira oscilação.

Sob condições de grandes perturbações o comportamento dinâmico de um sistema elétrico de potência é essencialmente não linear. Desta forma, para o estudo da estabilidade não é possível linearizar o conjunto de equações algébricas e diferenciais que descrevem o comportamento do sistema, pois grandes perturbações se traduzem por grandes excursões nas variáveis. A avaliação da estabilidade transitória é realizada através da obtenção da solução ponto a ponto desse sistema algébrico-diferencial utilizando-se métodos numéricos de integração. A

¹Dependendo do ganho a ser ajustado, o PSS pode interagir com a dinâmica dos geradores ou com os sistemas de excitação dos mesmos.

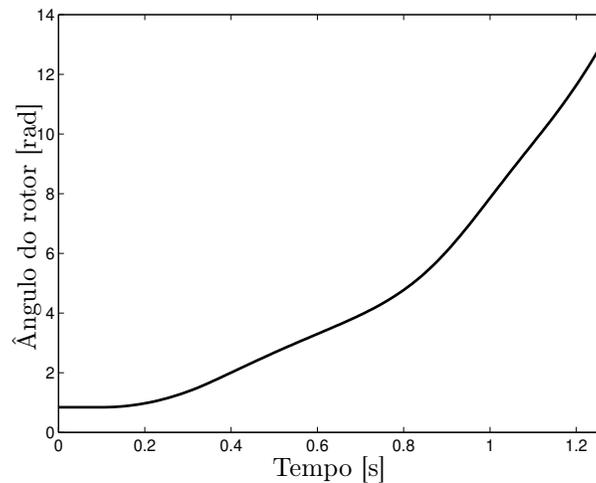


Figura 2.6: Instabilidade transitória.

estabilidade transitória depende fortemente do ponto de operação inicial (*pré-falta*), do ponto de operação final (*pós-falta*) e da severidade da aplicação da falta. Geralmente, o tempo de análise de interesse é de 3 a 5 segundos após a ocorrência da contingência.

2.4 Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão de um sistema elétrico de potência é definida como a capacidade do sistema de manter as tensões em todas as barras do sistema em uma faixa de tolerância aceitável tanto em condições normais, quanto após a ocorrência de perturbações [8, 9]. A instabilidade de tensão é um fenômeno dinâmico que ocorre quando uma perturbação causa uma queda progressiva e irreversível da tensão em uma ou mais barras do sistema, podendo ser por um simples aumento de carga ou por mudanças significativas na configuração do sistema (perda de linhas de transmissão com grandes carregamentos, perda de uma unidade de geração importante, etc) [19–21]. Embora a instabilidade de tensão seja considerada um problema local, suas conseqüências podem afetar uma área extensa do sistema.

Atualmente, o fenômeno de estabilidade de tensão representa uma das principais barreiras à operação estável de sistemas de energia elétrica [22]. Nas últimas duas décadas, universidades e empresas de energia elétrica têm desenvolvido vários projetos de pesquisa de maneira a obter um melhor entendimento do problema, bem como identificar quais medidas preventivas e corretivas

devem ser tomadas de forma a evitar ou minimizar os efeitos danosos que a sua ocorrência pode acarretar para a operação de grandes sistemas interligados [23].

Assim como a estabilidade de ângulo, a estabilidade de tensão também é abordada segundo dois aspectos: pequenas e grandes perturbações.

2.4.1 Estabilidade de Pequenas Perturbações

Estabilidade de tensão a pequenas perturbações é a capacidade do sistema em manter as magnitudes das tensões das barras dentro de limites aceitáveis após a ocorrência de um pequeno distúrbio, tais como variações incrementais na carga, ou a perda de elementos pouco significativos [8, 9]. Desta forma, a estabilidade de tensão a pequenas perturbações é considerada um fenômeno essencialmente linear e, portanto, sua abordagem é realizada através de técnicas lineares de análise [24].

2.4.2 Estabilidade de Grandes Perturbações

Estabilidade de tensão a grandes perturbações é a capacidade do sistema de manter as tensões dentro de limites aceitáveis após a ocorrência de grandes distúrbios, tais como perdas de grandes blocos de geração e faltas na rede de transmissão [8, 9]. Esta capacidade é fortemente influenciada pelas características das cargas e pela interação entre controles contínuos e discretos e a proteção. Em virtude das características altamente não-lineares, nesse tipo de estudo é normalmente utilizado simulações no domínio do tempo, e exigem uma modelagem dinâmica completa dos componentes do sistema [19, 25]. O período de análise de interesse é de poucos segundos a dezenas de minutos.

2.5 Metodologias de Análise

Um sistema elétrico de potência apresenta um comportamento dinâmico que pode ser representado por um conjunto de equações algébricas e diferenciais, como descrito em (2.9):

$$\begin{aligned}
 \dot{x} &= f(x, y, \mu, u) \\
 0 &= g(x, y, \mu, u) \\
 w &= h(x, y, \mu, u)
 \end{aligned} \tag{2.9}$$

onde as variáveis x, y, μ, u são definidas por:

- $x \in \mathbb{R}^n$ sendo o vetor das variáveis de estado do sistema, como o estado dinâmico dos geradores, cargas, e outros controladores do sistema;
- $y \in \mathbb{R}^m$ sendo o vetor de variáveis algébricas que relaciona as dinâmicas rápidas com a rede de transmissão;
- $\mu \in \mathbb{R}^\ell$ como um conjunto de parâmetros incontroláveis, tal como as variações na potência ativa e reativa das cargas (carregamento do sistema);
- $u \in \mathbb{R}^k$ como um conjunto de parâmetros controláveis tal como tap de transformadores ou parâmetros de outros controles.

e as funções f, g, h são definidas por:

- $f \in \mathbb{R}^n$ é o conjunto de equações diferenciais que representam as dinâmicas do sistema;
- $g \in \mathbb{R}^m$ é o conjunto de equações algébricas, referente ao balanço de potência ativa e reativa em cada barra do sistema;
- $h \in \mathbb{R}^s$ é o conjunto de equações das variáveis de saída (medidas), como o fluxo de potência nas linhas, tensão das barras ou as velocidades dos rotores dos geradores.

2.5.1 Análise Modal

Análise modal consiste na determinação dos modos característicos (autovalores e autovetores) da matriz de estados do sistema, considerando um ponto de operação específico do sistema.

Para isso, (2.9) pode ser linearizada em torno de um ponto de equilíbrio (x_0, y_0) conhecendo os valores dos parâmetros (μ, u) . Obtendo $\dot{x}_0 = f(x_0, y_0, \mu_0, u_0) = 0$, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \\ \Delta w \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 & B_1 \\ J_3 & J_4 & B_2 \\ J_5 & J_6 & B_3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \\ \Delta u \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

onde Δ denota uma pequena perturbação nas variáveis e J as Jacobianas no ponto de equilíbrio (x_0, y_0) :

$$\begin{aligned} J_1 &= \frac{\partial f}{\partial x}, & J_2 &= \frac{\partial f}{\partial y}, & B_1 &= \frac{\partial f}{\partial u} \\ J_3 &= \frac{\partial g}{\partial x}, & J_4 &= \frac{\partial g}{\partial y}, & B_2 &= \frac{\partial g}{\partial u} \\ J_5 &= \frac{\partial h}{\partial x}, & J_6 &= \frac{\partial h}{\partial y}, & B_3 &= \frac{\partial h}{\partial u} \end{aligned} \quad (2.11)$$

Se considerarmos que J_4 não é singular, o que é uma condição para as equações (2.9) representarem o sistema apropriadamente, o vetor de variáveis algébricas Δy em (2.10) pode ser eliminado. Representando o sistema na forma de espaço de estados, (2.10) pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x} &= \mathcal{A}\Delta x + \mathcal{B}\Delta u \\ \Delta w &= \mathcal{C}\Delta x + \mathcal{D}\Delta u \end{aligned} \quad (2.12)$$

com

$$\begin{aligned} \mathcal{A} &= (J_1 - J_2 J_4^{-1} J_3), & \mathcal{B} &= (B_1 - J_2 J_4^{-1} B_2), \\ \mathcal{C} &= (J_5 - J_6 J_4^{-1} J_3), & \mathcal{D} &= (B_3 - J_6 J_4^{-1} B_2), \end{aligned} \quad (2.13)$$

sendo \mathcal{A} a matriz de estados do sistema, \mathcal{B} a matriz de entrada, \mathcal{C} a matriz de saída e \mathcal{D} a matriz de alimentação direta.

Os modos característicos de (2.12) são expressos na forma geral como:

$$\phi_i e^{\lambda_i t} \quad (2.14)$$

onde ϕ_i é o autovetor à direita da matriz \mathcal{A} (ou simplesmente autovetor) e λ_i é o autovalor correspondente.

Os autovalores são as soluções não triviais da equação característica

$$\det(\mathcal{A} - \lambda I) = 0 \quad (2.15)$$

e os autovetores são definidos como o conjunto de vetores $\phi_i \in \mathbb{R}^n$ que satisfazem a equação

$$\mathcal{A}\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad , \quad i = 1, \dots, n \quad (2.16)$$

supondo-se que

- \mathcal{A} seja uma matriz de dimensão $n \times n$ (com $n \in \mathbb{R}$);
- \mathcal{A} tenha n autovalores distintos.

Os autovetores direitos associados com cada modo define uma distribuição relativa com todos os modos do estado dinâmico do sistema. De maneira, análoga os autovetores à esquerda da matriz \mathcal{A} são definidos como o conjunto de vetores $\psi_i \in \mathbb{R}^n$ que satisfazem:

$$\psi_i \mathcal{A} = \lambda_i \psi_i \quad , \quad i = 1, \dots, n \quad (2.17)$$

admitindo-se novamente que \mathcal{A} tenha n autovalores distintos.

Fatores de participação

O conceito de fator de participação foi desenvolvido para medir o grau de participação de uma variável de estado em um determinado modo de oscilação [26]. Esses fatores são importantes para a identificação de possíveis causas de problemas relacionados com modos críticos do sistema.

Após definido o cálculo dos autovalores e autovetores (à direita e à esquerda) da matriz \mathcal{A} , o fator de participação é definido como um produto, elemento por elemento, dos autovetores direito e esquerdo associados, ou seja:

$$p_{ki} = \psi_{ik}\phi_{ki} \quad (2.18)$$

sendo ψ_{ik} o k-ésimo elemento do i-ésimo autovetor à esquerda ψ_i e ϕ_{ki} o k-ésimo elemento do i-ésimo autovetor à direita ϕ_i .

Esses fatores geralmente são normalizados e são adimensionais. Com isso, observa-se que é possível analisar quais geradores estão associados a cada modo eletromecânico de um sistema de potência, identificando quais modos são fracamente amortecidos ou instáveis.

Estabilidade e autovalores

Os autovalores podem ser reais ou complexos conjugados. Se \mathcal{A} é real, então os autovalores complexos sempre ocorrem em pares conjugados. A dependência no tempo de um modo correspondente a um autovalor λ_i é dada por $e^{\lambda_i t}$. Portanto, a estabilidade do sistema é determinada pelos autovalores da matriz \mathcal{A} da seguinte maneira:

- Um autovalor real corresponde a um modo não oscilatório. Um autovalor real negativo corresponde a um modo estável e um autovalor real positivo caracteriza instabilidade monotônica.
- Autovalores complexos ocorrem em pares conjugados, e cada par corresponde a um modo oscilatório. Se a parte real for negativa as oscilações são amortecidas, caso contrário (parte real positiva), as oscilações têm amplitudes crescentes caracterizando uma instabilidade oscilatória.

Considerando um par de autovalores complexo conjugado

$$\lambda = \sigma \pm j\omega_d \quad (2.19)$$

a parte real σ está relacionada ao crescimento exponencial da resposta. Já a parte imaginária ω_d determina a frequência de oscilação do respectivo modo de oscilação. A frequência de oscilação do modo $e^{\lambda t}$ em Hz é dada por:

$$f = \frac{\omega_d}{2\pi} \quad (2.20)$$

A taxa de amortecimento para esta frequência, o qual representa a taxa de decaimento da amplitude da respectiva oscilação, pode ser obtido por:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega_d^2}} \quad (2.21)$$

2.5.2 Análise no Domínio do Tempo

Em diversos trabalhos que abordam o problema de oscilações eletromecânicas, somente o modelo linearizado do sistema é utilizado. No entanto, além de pequenas perturbações, grandes distúrbios também podem provocar problemas de instabilidade oscilatória, como curtos-circuitos, mudanças súbita de carga, etc. Assim, análises do modelo não-linear do sistema são de grande importância, tanto para validação dos resultados obtidos da análise linear, quanto para investigação da resposta do sistema quando submetido a distúrbios que o conduz a grandes excursões do ponto de operação pré-perturbação.

Nesta dissertação será apresentado um estudo que avalia a eficiência do controlador UPFC para o amortecimento de oscilações eletromecânicas. Para isso, além de utilizar um modelo linearizado do sistema, um modelo não-linear será usado para validar esse estudo, assim como verificar a resposta do sistema também a grandes perturbações. As simulações no domínio do tempo apresentadas nesta dissertação foram obtidas com a utilização do programa PSAT² de versão 1.3.4 [27, 28].

²Modificações no código fonte do programa tiveram que ser realizadas para que fossem incluídas as equações do modelo do sistema utilizado, as quais são apresentadas com mais detalhes no Capítulo 4.

Capítulo 3

Modelagem e Controles do UPFC

3.1 Introdução

NESTE capítulo é feita uma breve revisão sobre a evolução dos controladores FACTS. Na seqüência, atenção especial é dada ao controlador UPFC, para o qual é apresentado um modelo de injeção de potência com sua implementação no Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP), bem como são detalhadas as estratégias de controle desse dispositivo empregadas neste trabalho.

3.2 Controladores FACTS

O aumento das restrições ambientais aliado à escassez de recursos econômicos vem dificultando cada vez mais a ampliação do sistema de transmissão de energia elétrica. Com isso uma melhor utilização da capacidade de transferência de potência dos sistemas já existentes, torna-se um aspecto necessário nesse contexto atual. No entanto, essa melhor utilização é em muitas vezes restringida pelos limites térmicos ou de estabilidade inerentes aos equipamentos da rede de transmissão [29].

Uma alternativa para a solução desse problema tornou-se possível através da utilização de equipamentos de eletrônica de potência a partir do final da década de 60 por diversos grupos [5]. A idéia de produzir dispositivos para o controle e suporte de potência reativa em

sistemas elétricos através da eletrônica de potência vigorava desde os primeiros projetos, mas o nome FACTS só passou a existir a partir de 1988, quando os avanços tecnológicos passaram a permitir a construção de verdadeiras fontes de tensão/corrente, ao contrário dos primeiros dispositivos que faziam, basicamente, apenas o chaveamento de reatâncias capacitivas e/ou indutivas. Naquele ano, Hingorani, então vice-presidente do EPRI (*Energy Power Research Institute*) e chefiando um grupo de trabalho que pesquisava o uso de eletrônica de potência em sistemas de potência, introduziu o conceito de FACTS, cuja base reside na flexibilização que a eletrônica de potência pode propiciar aos sistemas elétricos [30, 31].

Vale ressaltar que mesmo se tratando basicamente de reatâncias chaveadas eletronicamente (equipamentos da primeira geração dos FACTS), esses dispositivos ainda representam um grande avanço tecnológico por serem fontes de potência reativa de resposta rápida e, em muitos casos, contínua. Características essas antes conseguidas apenas com compensadores síncronos.

O conceito FACTS agrupa um conjunto de novos equipamentos de eletrônica de potência que permitem maior flexibilidade de controle dos sistemas elétricos. Neste caso, entende-se por flexibilidade, como a capacidade de rápida e contínua alteração dos parâmetros que controlam a dinâmica de funcionamento de um sistema elétrico. Os equipamentos FACTS são divididos em gerações definidas, em especial, pela tecnologia dos dispositivos (tiristores) de chaveamento.

Na primeira geração temos os equipamentos FACTS utilizando tiristores, chaves semicondutoras que habilitam a condução de corrente quando sujeitas a um pulso de comando. Entretanto, uma vez conduzindo, a corrente só é bloqueada quando zerada por meios independentes das chaves [31]. Essa “limitação” quanto ao bloqueio da corrente fez com que os FACTS da primeira geração não chegassem a ser “verdadeiras” fontes de potência reativa, pois essa era fornecida/absorvida por capacitores e indutores convencionais. Portanto, para o sistema, esses dispositivos representam reatâncias variáveis, visto que as chaves tiristorizadas limitam a corrente sobre os mesmos, em função da maior ou menor necessidade de potência reativa, no caso de dispositivos ligados em paralelo, ou de uma maior ou menor reatância (capacitiva/indutiva) no caso de dispositivos ligados em série com as linhas de transmissão.

Exemplos de equipamentos ligados em paralelo à rede e pertencentes à primeira geração são: o TCR (*Thyristor Controlled Reactor*), o TSC (*Thyristor Switched Capacitor*) e o SVC

(*Static Var Compensator*). Dentre os equipamentos ligados em série à rede e pertencentes à primeira geração, podem ser destacados o TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*) e o TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*). Há ainda dispositivos, como o TCPAR (*Thyristor Controlled Phase Angle Regulator*), que combinam as características de ligação série e paralela dentre os equipamentos da primeira geração.

Mas esses equipamentos, por representarem reatâncias variáveis, apresentam a desvantagem de ter a capacidade de injeção de reativos ligada a parâmetros do sistema como tensão e corrente. Outra desvantagem dos FACTS da primeira geração é a sua grande dimensão, devido aos capacitores e/ou indutores associados aos dispositivos. Isso ajudou a motivar as pesquisas de novas chaves eletrônicas mais robustas e mais versáteis visando dispensar o uso desses componentes.

A popularização dos controladores FACTS da primeira geração fez com que permitissem novas pesquisas no campo da operação e projeto de sistemas de potência. Juntamente com o grande desenvolvimento da eletrônica de alta potência, permitiu-se a utilização de chaves autocomutadas, em particular o GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*), para o uso de inversores fontes de tensão em aplicações em sistemas de potência. Surgindo então, uma nova geração de controladores FACTS, como por exemplo o STATCOM (*Static Synchronous Compensator*), o SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*) e o UPFC [32, 33].

Basicamente, o STATCOM pode ser considerado um substituto do SVC, tendo sua utilização voltada para controle de tensão e melhoria da estabilidade dinâmica de sistemas de potência [34]. O SSSC, podendo ser um substituto para o TCSC, é normalmente usado para controle de fluxo de potência em uma linha de transmissão através da mudança da magnitude da tensão série injetada [35]. O UPFC pode ser representado como uma combinação do SSSC e do STATCOM, sendo o primeiro controlador FACTS a utilizar de forma conjunta dois conversores VSC (*Voltage Source Converter*), e que tem demonstrado sucesso durante sua operação. O desenvolvimento comercial do primeiro UPFC foi financiado por EPRI, AEP (*American Electric Power*) e Westinghouse, sendo instalado nos Estados Unidos em 1998 [36].

3.3 Controlador de Fluxo de Potência Unificado

O Controlador de Fluxo de Potência Unificado (UPFC) foi proposto inicialmente em 1991 por Laszlo Gyugyi. Este controlador foi desenvolvido para exercer um controle dinâmico em tempo real sobre os sistemas de transmissão AC, propiciando uma flexibilidade multifuncional capaz de solucionar vários de muitos problemas existentes em um sistema elétrico de potência. [5].

O UPFC é considerado um controlador versátil, capaz de controlar simultaneamente, ou seletivamente os parâmetros que determinam o fluxo de potência em uma linha de transmissão (ângulo, tensão e impedância) [37]. Podendo desempenhar várias funções, esse controlador pode realizar controle de fluxo de potência, controle de tensão, e compensação série reativa da linha de transmissão onde ele encontra-se conectado, melhorando a estabilidade de regime permanente, bem como a estabilidade dinâmica [38], quando equipado com estabilizadores suplementares [39].

3.3.1 Princípio Básico de Operação

A implementação prática de um UPFC consiste na instalação de dois conversores fonte de tensão (VSC) ligados ao sistema CA por meio de transformadores de acoplamento. Um conversor é ligado em série e o outro em paralelo com a linha de transmissão, de forma que o UPFC faça uma ligação série-paralelo. Os dois conversores possuem um elo comum CC, no qual um capacitor é instalado, como mostra a Figura 3.1. Esse elo CC permite um caminho livre para troca de potência ativa entre os dois conversores, o que faz deste controlador possuir uma das características mais importantes, que é de fazer compensação de potência ativa sem a necessidade da utilização de dispositivos armazenadores/dissipadores de energia. Porém, a energia injetada/consumida por um conversor, deve necessariamente ser consumida/injetada pelo outro [5, 40].

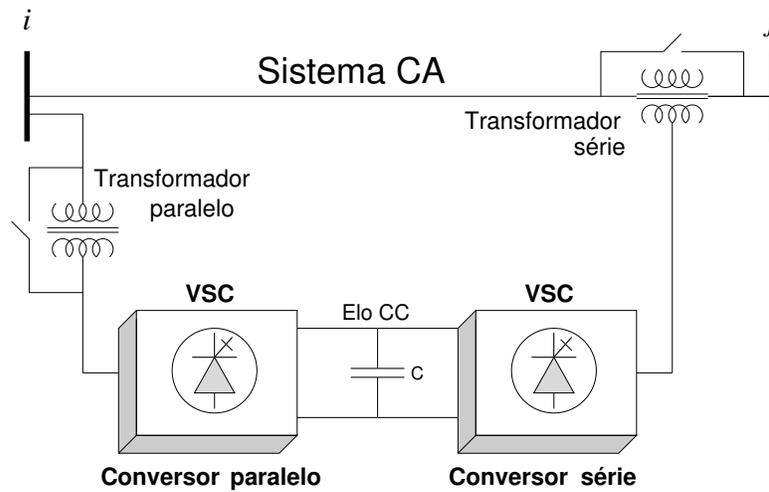


Figura 3.1: Diagrama Esquemático do UPFC.

Conversor Série

Em geral, o conversor série é usado para injetar uma tensão controlável em magnitude e ângulo em série com a linha de transmissão, sendo desta maneira possível controlar o fluxo de potência na linha em um valor especificado. Assim, este conversor é responsável pela troca de potência ativa e reativa com o sistema, sendo que a potência reativa é injetada pelo conversor série e a potência ativa injetada no sistema é transmitida pelo conversor em paralelo através do elo CC.

Conversor Paralelo

O conversor em paralelo é controlado de tal forma a fornecer a quantidade precisa de potência ativa ao elo CC para disponibilizar ao conversor série quando esta for requerida. Concomitantemente, o conversor em paralelo também exerce a função de regulação automática de tensão da barra na qual ele encontra-se conectado, mantendo-a em um valor pré-especificado, seguindo uma característica de queda similarmente empregada em outros controladores FACTS, como o SVC.

3.4 Modelo de Injeção de Potência do UPFC

O uso de ferramentas computacionais, tais como o programa EMTP [41–43] e o PSCAD/-EMTDC [44, 45] é bastante encontrado em diversos trabalhos relacionados à melhoria de estabilidade de sistemas de potência que utilizam o UPFC. Para esses estudos, todos os componentes do UPFC precisam ser detalhadamente representados. As tensões e correntes do sistema são representadas por funções senoidais e, portanto, requerem um grande esforço computacional por causa do pequeno passo de tempo necessário. Entretanto, um resultado bem próximo para esses estudos de estabilidade pode ser conseguido com bem menos esforço computacional representando as tensões e correntes do sistema pelos seus valores eficazes (RMS) [6]. Para isso, um modelo matemático apropriado para representar o UPFC é requerido.

O UPFC pode ser representado por um circuito equivalente composto por uma fonte de tensão ideal em série com uma reatância X_s (devido ao transformador de acoplamento série) e uma fonte de corrente ideal em paralelo com a linha de transmissão [46–48]. Considere que o UPFC esteja conectado entre duas barras i e j , conforme indicado na Figura 3.2. O conversor fonte de tensão série é representado pela fonte de tensão \hat{V}_s e o conversor fonte de tensão em paralelo é representado pela fonte de corrente \hat{I}_{sh} . O controle do fluxo de potência na linha de

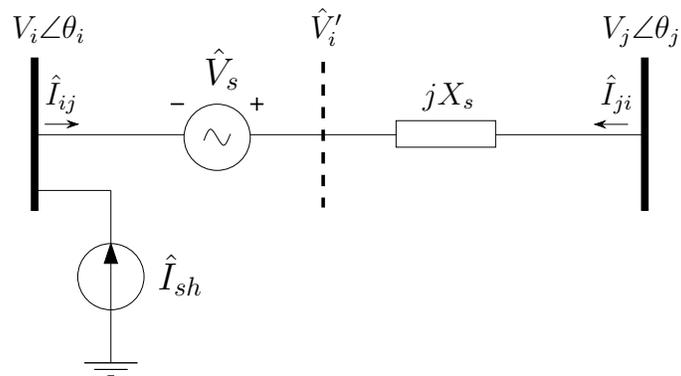


Figura 3.2: Representação do UPFC.

transmissão pode ser feito através do controle da magnitude e ângulo da tensão série injetada \hat{V}_s , podendo esta ser expressa por:

$$\hat{V}_s = r e^{j\gamma} \hat{V}_i \quad (3.1)$$

sendo $0 < r < r_{max}$ e $0 < \gamma < 2\pi$ a faixa controlável da magnitude relativa (r) e do ângulo (γ) de \hat{V}_s respectivamente. Com essa tensão variável uma tensão fictícia \hat{V}'_i é obtida, sendo esta dependente dos parâmetros de \hat{V}_s como ilustra a Figura 3.3. Uma outra forma de se representar

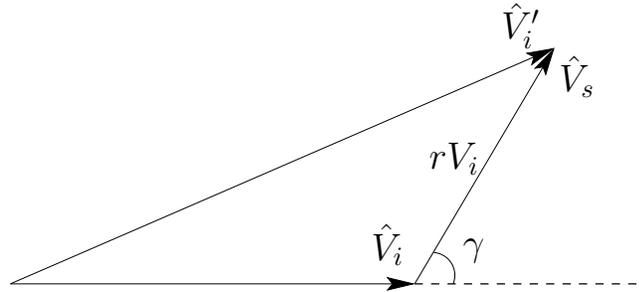


Figura 3.3: Diagrama fasorial da tensão \hat{V}_s .

a fonte de tensão \hat{V}_s seria substituindo-a por uma fonte de corrente \hat{I}_s como mostra a Figura 3.4, sendo seu valor dado por:

$$\hat{I}_s = -jb\hat{V}_s = -jbr\hat{V}_i e^{j\gamma} \quad (3.2)$$

onde $b = 1/X_s$.

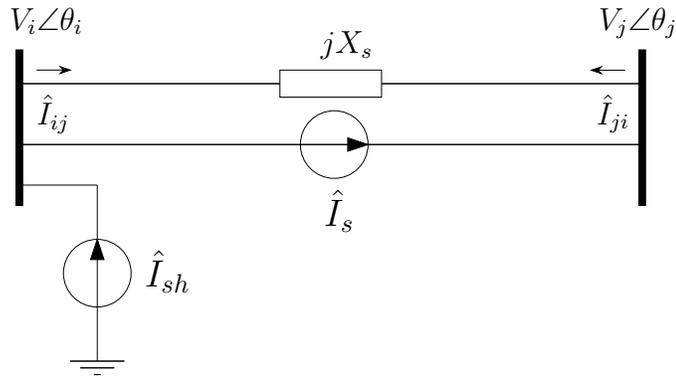


Figura 3.4: Representação da fonte de tensão \hat{V}_s por uma fonte de corrente \hat{I}_s .

A corrente em paralelo \hat{I}_{sh} pode ser decomposta em duas componentes, sendo uma em fase e a outra em quadratura com a tensão \hat{V}_i , descritas na equação (3.3) como:

$$\hat{I}_{sh} = (i_p - ji_q)e^{j\theta_i} \quad (3.3)$$

O diagrama fasorial, considerando os fasores da tensão série e da corrente em paralelo injetadas pelo UPFC, está mostrado na Figura 3.5, com $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$, representando os ângulos das tensões das barras i e j respectivamente.

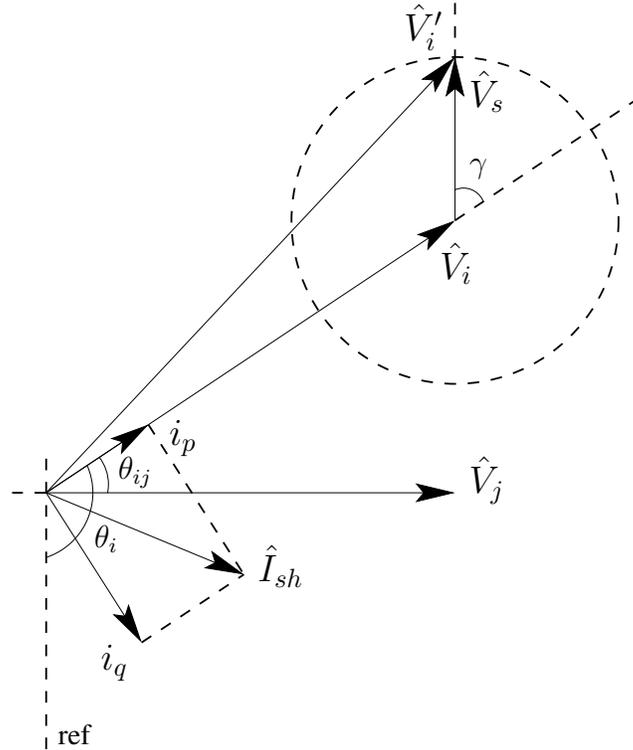


Figura 3.5: Diagrama Fasorial da tensão \hat{V}_s e da corrente \hat{I}_{sh} do UPFC.

3.4.1 Balanço de Energia

A potência complexa injetada pelo conversor série pode ser escrita como:

$$S_s = \hat{V}_s(\hat{I}_s)^* = rV_i e^{j(\gamma+\theta_i)} \left[\frac{V_i e^{j\theta_i} + rV_i e^{j(\gamma+\theta_i)} - V_j e^{j\theta_j}}{jX_s} \right]^* \quad (3.4)$$

As potências ativa (P_s) e reativa (Q_s) injetadas pelo conversor série são dadas por:

$$P_s = \Re[S_s] = -brV_i^2 \sin \gamma + brV_i V_j \sin(\gamma + \theta_{ij}) \quad (3.5)$$

$$Q_s = \Im[S_s] = brV_i^2 \cos \gamma + br^2 V_i^2 - brV_i V_j \cos(\gamma + \theta_{ij}) \quad (3.6)$$

A potência complexa injetada pelo conversor em paralelo é dada por:

$$S_{sh} = \hat{V}_i(-\hat{I}_{sh})^* \quad (3.7)$$

As potências ativa (P_{sh}) e reativa (Q_{sh}) injetadas pelo conversor paralelo são dadas por:

$$P_{sh} = \Re[S_{sh}] = -V_i i_p \quad (3.8)$$

$$Q_{sh} = \Im[S_{sh}] = -V_i i_q \quad (3.9)$$

Como já mencionado anteriormente, a potência ativa injetada por um conversor tem que ser absorvida pelo outro por meio do elo CC. Quando as perdas no UPFC são desprezadas, a soma das potências ativas gerada/consumida pelos conversores em qualquer instante deve ser nula, satisfazendo a seguinte restrição:

$$P_s + P_{sh} = 0 \quad (3.10)$$

Escolhendo o conversor em paralelo para fazer esse balanço de potência ativa, podemos manipular as equações (3.5), (3.8) e (3.10), de forma que a componente em fase (i_p) possa ser expressa em função dos parâmetros do conversor série, ficando:

$$i_p = brV_i \sin \gamma - brV_j \sin(\gamma + \theta_{ij}) \quad (3.11)$$

A fonte de corrente \hat{I}_s conectada entre as barras i e j pode ser substituída por duas fontes de corrente em paralelo como mostrado na Figura 3.6. A corrente \hat{I}_i , injetada na barra i , pode ser expressa por:

$$\hat{I}_i = (\hat{I}_{sh} - \hat{I}_s) = i_p - j i_q - \hat{I}_s \quad (3.12)$$

$$= [brV_i \sin \gamma - brV_j \sin(\gamma + \theta_{ij}) - j i_q] e^{j\theta_i} + jbr\hat{V}_i e^{j\gamma} \quad (3.13)$$

Essa corrente \hat{I}_i pode ser representada por uma carga fictícia S_i fixada na barra i podendo ser

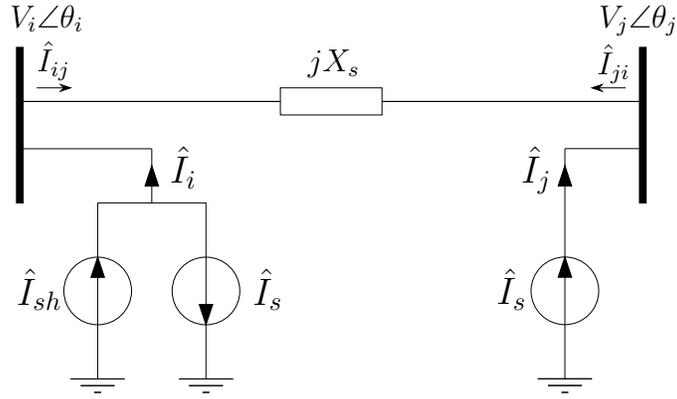


Figura 3.6: Representação da fonte de tensão \hat{V}_s por uma duas fontes de corrente \hat{I}_s em paralelo.

calculada por meio da expressão (3.14):

$$S_i = (P_i + jQ_i) = \hat{V}_i(-\hat{I}_i)^* \quad (3.14)$$

As componentes ativa (P_i) e reativa (Q_i) dessa carga fictícia são:

$$P_i = brV_iV_j \sin(\gamma + \theta_{ij}) \quad (3.15)$$

$$Q_i = brV_i^2 \cos \gamma - i_q V_i \quad (3.16)$$

De maneira análoga, \hat{I}_j também pode ser representada por uma carga fictícia S_j fixada na barra j , sendo essa corrente dada por:

$$\hat{I}_j = \hat{I}_s = -jbre^{j\gamma}\hat{V}_i \quad (3.17)$$

Logo, a potência complexa S_j é calculada como:

$$S_j = (P_j + jQ_j) = \hat{V}_j(-\hat{I}_j)^* \quad (3.18)$$

E finalmente, as componentes ativas (P_j) e reativas (Q_j) dessa carga na barra j ficam da seguinte forma:

$$P_j = -brV_iV_j \sin(\gamma + \theta_{ij}) \quad (3.19)$$

$$Q_j = -brV_iV_j \cos(\gamma + \theta_{ij}) \quad (3.20)$$

Após ter definido as injeções de potência nas barras nas quais o UPFC está conectado, o modelo de injeção de potência é representado pela Figura 3.7.

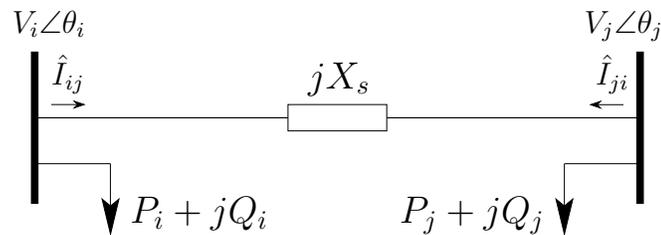


Figura 3.7: Modelo de injeção de potência do UPFC.

3.5 Estratégia de Controle do UPFC

Neste trabalho, diferentes tipos de funções exercidas pelo controlador UPFC são considerados. Como já apresentado anteriormente, o UPFC está habilitado a fazer compensação série de uma linha de transmissão, controle de tensão da barra na qual o conversor em paralelo encontra-se conectado, como também propiciar amortecimento às oscilações eletromecânicas. Para a realização desta última, o UPFC deve ser equipado com um estabilizador suplementar, de estrutura similar ao do PSS clássico, geralmente conhecido como controlador POD [6, 11, 49].

3.5.1 Parâmetros do UPFC e seus Controles

A tensão série \hat{V}_s injetada pelo UPFC dada pela equação (3.1) pode também ser reescrita como:

$$\hat{V}_s = (v_p + jv_q)e^{j\phi} \quad (3.21)$$

sendo v_p e v_q , respectivamente, as parcelas da tensão \hat{V}_s em fase e em quadratura com a corrente de linha \hat{I}_{ij} , e ϕ o ângulo desta corrente. A Figura 3.8 mostra o diagrama fasorial de \hat{V}_s . Uma vez obtidos as componentes da tensão série, os parâmetros r e γ são dados por:

$$r = \frac{\sqrt{v_p^2 + v_q^2}}{V_i} \quad (3.22)$$

$$\gamma = \tan^{-1} \left(\frac{v_q}{v_p} \right) - \theta_i + \phi \quad (3.23)$$

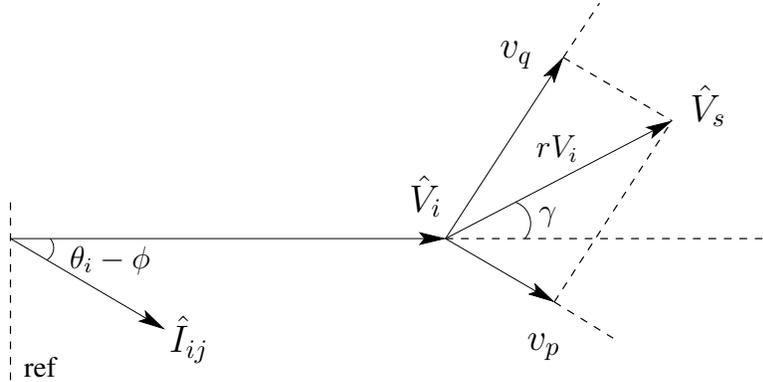


Figura 3.8: Diagrama fasorial da tensão série \hat{V}_s .

Como já deduzido em (3.11), i_p ficando em função dos parâmetros do conversor série, o UPFC pode ser representado por um modelo de 3ª ordem correspondendo a “três graus de liberdade”: v_p , v_q e i_q e, assim, o modelo de injeção de potência é utilizado para determinar a interação do UPFC com o resto do sistema.

Os controladores POD são projetados para produzir torque de amortecimento no eixo do gerador. Esse torque pode ser obtido pela modulação de qualquer um dos parâmetros do UPFC (v_p , v_q e i_q) durante os transitórios eletromecânicos. A estrutura do controlador POD é composta por um ganho estabilizante, um filtro passa alta, e por um circuito compensador de fase que geralmente possui ordem dois ($n = 2$). A função desse filtro é garantir que o controlador atue somente durante o período transitório. O bloco de compensação de fase fornece ao sinal de entrada a característica de fase (avanço/atraso) necessária, e o ganho determina a quantidade de amortecimento introduzida no sistema. A Figura 3.9 exhibe o diagrama do sistema de controle

do UPFC, juntamente com a estrutura do controlador POD para o amortecimento de oscilações.

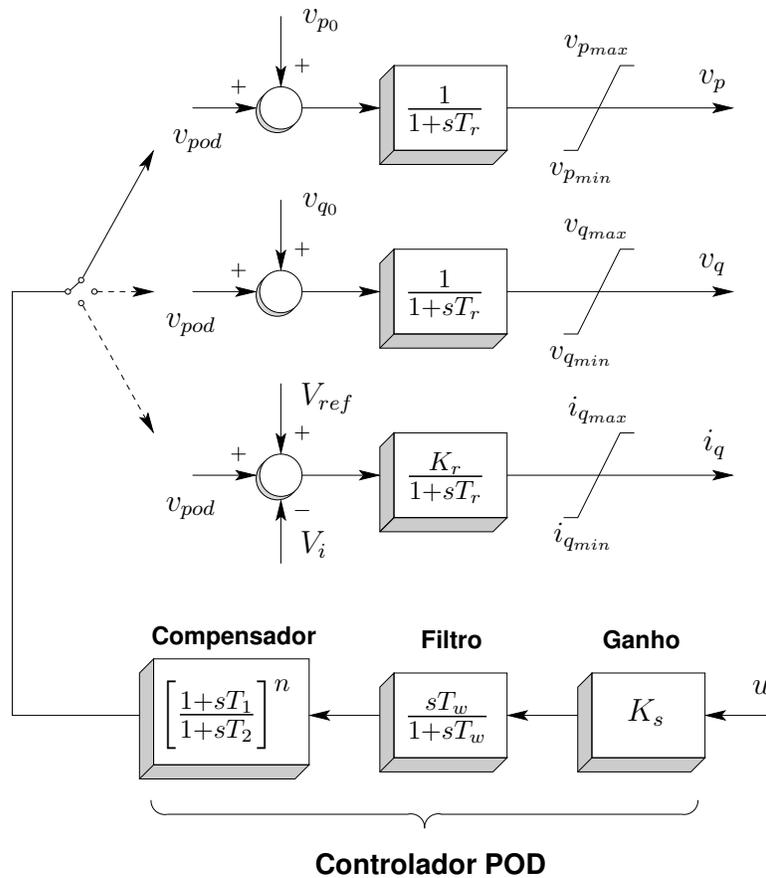


Figura 3.9: Diagrama do sistema de controle do UPFC.

Embora a estrutura do controlador POD seja a mesma para cada tipo de sinal de entrada u e para cada parâmetro do controlador UPFC a ser modulado v_p , v_q e i_q , os parâmetros de cada controlador POD projetado serão diferentes de forma a obter torque de amortecimento desejado.

3.5.2 Modos de Operação do POD

Com esse modelo dinâmico apresentado na Figura 3.9, percebe-se claramente que o controlador POD pode modular qualquer um dos três parâmetros do UPFC, sendo que para cada um deles foi definido um tipo de modo de operação:

Modo POD V_p Para esse modo, a modulação da componente v_p faz com que o conversor série troque potência ativa com o sistema. Neste trabalho, a entrada v_{p0} é ajustada em zero de forma que a troca de potência seja feita somente no período transitório, ou seja, quando a componente v_p for modulada pelo controlador POD.

Modo POD V_q Nesse modo, a componente v_q é sempre mantida em quadratura com a corrente de linha \hat{I}_{ij} , de forma que o conversor série troque potência reativa com o sistema. A entrada v_{q0} representa o valor da tensão série em quadratura em regime permanente. Este valor é proporcional à compensação série realizada.

Modo POD I_q Nesse último modo, a componente i_q é responsável pelo controle de tensão da barra i através da injeção/consumo de potência reativa nesta barra. Esse controle é realizado por meio do ganho estático K_r , sendo esse o ganho do regulador de tensão do conversor em paralelo.

3.6 Modelo de Sensibilidade de Potência - MSP

O modelo de sensibilidade de potência foi proposto por Deckmann e Da Costa [7] para análise de oscilações eletromecânicas de baixa frequência em sistemas de energia elétrica. Este modelo apresenta-se como uma alternativa ao modelo clássico Heffron-Phillips, citado no Capítulo 2. Uma das vantagens em se adotar esse modelo reside na preservação da estrutura do sistema, uma vez que este não necessita da barra infinita como referência angular do sistema. A rede é explicitamente representada, o que facilita as análises das cargas e outros equipamentos, como por exemplo os controladores FACTS, podendo facilmente ser representados em um sistema multimáquinas.

O MSP consiste basicamente no balanço nodal de potência em cada barra do sistema, que deve ser satisfeito em qualquer instante. Seja o sistema composto por um gerador conectado ao barramento infinito, como mostrado na Figura 2.2. O balanço de potência na barra terminal,

pode ser expresso pelo seguinte conjunto de equações:

$$\begin{aligned} P_g - P_e &= 0 \\ Q_g - Q_e &= 0 \end{aligned} \quad (3.24)$$

em que:

- P_g e Q_g são as potências ativa e reativa injetadas pelo gerador na barra terminal.
- P_e e Q_e são as potências ativa e reativa transferidas ao barramento infinito.

Ignorando as perdas ativas na linha de transmissão, as equações dinâmicas para esse balanço são expressas por:

$$\begin{aligned} P_g &= \frac{E'_q V_t}{x'_d} \sin(\delta - \theta_t) + \frac{V_t^2}{2} \left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x'_d} \right] \sin(\delta - \theta_t) \\ Q_g &= \frac{E'_q V_t}{x'_d} \cos(\delta - \theta_t) - \frac{V_t^2}{x'_d} - \frac{V_t^2}{2} \left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x'_d} \right] [1 - \cos 2(\delta - \theta_t)] \end{aligned} \quad (3.25)$$

sendo que as variáveis do gerador (δ , E'_q) e as variáveis terminais (V_t , θ_t) possuem uma dependência implícita no tempo e podem ser interpretadas em função da rede. As expressões para as potências P_e e Q_e são dadas por:

$$\begin{aligned} P_e &= \frac{V_t V_0}{x_l} \sin \theta_t \\ Q_e &= \frac{V_t}{x_l} [V_t - V_0 \cos \theta_t] \end{aligned} \quad (3.26)$$

3.6.1 Linearização

Para estudos de estabilidade de pequenas perturbações, os pares de equações (3.25) e (3.26) podem ser linearizadas em torno de um ponto de operação, definido como estado básico. Assim, considerando-se somente os termos das derivadas de primeira ordem, as equações de balanço de potência (3.24) podem ser expressas por equações incrementais dadas por:

$$\begin{aligned} A1_g \Delta(\delta - \theta_t) + A2_g \Delta E'_q + A3_g \Delta V_t - A1_e \Delta \delta_t - A2_e \Delta V_t &= 0 \\ R1_g \Delta(\delta - \theta_t) + R2_g \Delta E'_q + R3_g \Delta V_t - R1_e \Delta \delta_t - R2_e \Delta V_t &= 0 \end{aligned} \quad (3.27)$$

no qual os coeficientes (A_g, A_e) e (R_g, R_e) , dados no Apêndice A, representam respectivamente as sensibilidades locais das funções de potência ativa e reativa em relação às variáveis de estado e algébricas correspondentes.

O par de variáveis terminais $(\Delta V_t, \Delta \theta_t)$ representa a interface algébrica rápida entre a máquina e a rede externa. O par de variáveis internas $(\Delta E'_q, \Delta \delta)$ traduz as variações lentas do fluxo de campo e as oscilações do rotor, respectivamente, e representam portanto, a interface com as variáveis diferenciais do processo dinâmico em questão [7, 50, 51].

As equações incrementais (3.27) representam o balanço instantâneo de potência que deve ser satisfeito em qualquer instante durante um processo dinâmico. Para satisfazer esse balanço é necessário incluir as equações diferenciais que estão implícitas nas variáveis de estado $\Delta \delta$ e $\Delta E'_q$. Estas equações adicionais são representadas no domínio da frequência como:

– **Equação de oscilação do rotor (*swing*)**,

$$\Delta \delta = \frac{\omega_0}{s} \Delta \omega \quad (3.28)$$

$$\Delta \omega = \frac{1}{Ms + D} (\Delta P_m - \Delta P_g) \quad (3.29)$$

sendo ΔP_m as variações de potência mecânica;

– **Equação de balanço do fluxo de campo**,

$$\Delta E'_q = \frac{x'_d/x_d}{1 + sT'_{d0} \frac{x'_d}{x_d}} [\Delta E_{FD} + K_V \Delta V_t - K_A \Delta(\delta - \theta_t)] \quad (3.30)$$

A solução no tempo das equações (3.29) e (3.30) requer um esquema de integração passo passo com as seguintes entradas:

$$\Delta P_g = A_{1g} \Delta(\delta - \theta_t) + A_{2g} \Delta E'_q + A_{3g} \Delta V_t \quad (3.31)$$

$$\Delta E_{FD} = \frac{K_e}{1 + sT_e} (\Delta V_{ref} - \Delta V_t) \quad (3.32)$$

A equação (3.32) representa um sistema de excitação estático com ΔV_{ref} sendo as variações da tensão de referência na barra terminal do gerador.

As equações (3.27) a (3.32) representam o modelo MSP para um sistema constituído por uma máquina conectada a um barramento infinito.

3.6.2 Sistema Multimáquinas

O MSP para sistemas multimáquinas pode ser estendido escrevendo as equações de balanço nodal de potência para cada barra do sistema. Assim sendo, considere uma barra genérica k conectada às barras i e j , conforme mostrado na Figura 3.10. O balanço de potência incremental

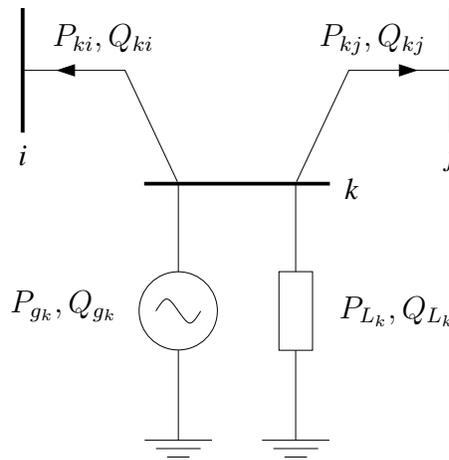


Figura 3.10: Sistema Multibarras.

na barra k pode ser expresso por:

$$\begin{aligned} \Delta P_{g_k} - \Delta P_{L_k} - \sum_{l \in \Omega_k} \Delta P_{kl} &= 0 \\ \Delta Q_{g_k} - \Delta Q_{L_k} - \sum_{l \in \Omega_k} \Delta Q_{kl} &= 0 \end{aligned} \quad (3.33)$$

onde

- $\Delta P_{L_k}, \Delta Q_{L_k}$ são as variações das cargas ativas e reativa ligadas ao nó k , respectivamente;
- $\Delta P_{kl}, \Delta Q_{kl}$ são as variações dos fluxos de potência ativo e reativo no ramo $k - l$, respectivamente;
- Ω_k é o conjunto de barras ligadas à barra k .

Os incrementos de carga ΔP_{L_k} e ΔQ_{L_k} serão expressos em função das variações da magnitude da tensão e da frequência locais.

As variações das potências ativa e reativa geradas no nó k são expressas por:

$$\Delta P_{g_k} = A1_{g_k} \Delta(\delta_k - \theta_k) + A2_{g_k} \Delta E' q_k + A3_{g_k} \Delta V_k \quad (3.34)$$

$$\Delta Q_{g_k} = R1_{g_k} \Delta(\delta_k - \theta_k) + R2_{g_k} \Delta E' q_k + R3_{g_k} \Delta V_k \quad (3.35)$$

As variações dos fluxos de potência ativa e reativa são expressas por:

$$\Delta P_{kl} = A1_{kl} \Delta(\theta_k - \theta_l) + A2_{kl} \Delta V_k + A3_{kl} \Delta V_l \quad (3.36)$$

$$\Delta Q_{kl} = R1_{kl} \Delta(\theta_k - \theta_l) + R2_{kl} \Delta V_k + R3_{kl} \Delta V_l \quad (3.37)$$

Substituindo (3.34) e (3.36) em (3.33) e isolando-se à direita nas equações de potência ativa e reativa os termos $\Delta\theta$ e ΔV , são obtidas equações para uma barra k genérica, sendo:

$$\Delta P_k = A1_{g_k} \Delta\theta_k + \sum_{l \in \Omega_k} A1_{kl} (\Delta\theta_k - \Delta\theta_l) \quad (3.38)$$

$$\Delta Q_k = -R3_{g_k} \Delta V_k + \sum_{l \in \Omega_k} (R2_{kl} \Delta V_k + R3_{kl} \Delta V_l) \quad (3.39)$$

onde

$$\Delta P_k = A1_{g_k} \Delta\delta_k + A2_{g_k} \Delta E' q_k + A3_{g_k} \Delta V_k - \sum_{l \in \Omega_k} (A2_{kl} \Delta V_k + A3_{kl} \Delta V_l) - \Delta P_{L_k} \quad (3.40)$$

$$\Delta Q_k = R1_{g_k} (\Delta\delta_k - \Delta\theta_k) + R2_{g_k} \Delta E' q_k - \sum_{l \in \Omega_k} (\Delta\theta_k - \Delta\theta_l) - \Delta Q_{L_k} \quad (3.41)$$

são os “*mismatches* de barra”, incluindo os efeitos da variação de carga em termos de acoplamento cruzado ($\Delta P - \Delta V$ e $\Delta Q - \Delta \theta$). Essas equações mostram a interação entre as variáveis dinâmicas e algébricas.

Para uma rede constituída de n barras ($k = 1$ a n), dois subsistemas desacoplados de equações algébricas são obtidos, representando as equações (3.38) e (3.39) na seguinte forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_l \\ \vdots \\ \Delta P_k \\ \vdots \\ \Delta P_n \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} A_{ll} & \cdots & A_{ln} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{kl} & A_{kk} & A_{kn} \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ A_{nl} & \cdots & A_{nn} \end{bmatrix}}_A \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_l \\ \vdots \\ \Delta \theta_k \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_l \\ \vdots \\ \Delta Q_k \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} R_{ll} & \cdots & R_{ln} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ R_{kl} & R_{kk} & R_{kn} \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ R_{nl} & \cdots & R_{nn} \end{bmatrix}}_R \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_l \\ \vdots \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

As matrizes de sensibilidade de potências $[A]$ e $[R]$ correspondem às submatrizes do fluxo de potência Newton-Raphson desacoplado, considerando-se todas as barras da rede, e têm a mesma esparsidade da matriz admitância nodal $[Y]$. As equações de balanço do MSP podem ser estendidas à um número qualquer de barras, uma vez que não é preciso especificar um barramento infinito como referência específica.

3.6.3 Forma de Espaço de Estados

A representação do MSP na forma de espaço de estados, dada pelo conjunto de equações (2.12), é obtida arranjando-se de forma adequada as equações algébricas e diferenciais que representam o sistema. Primeiramente, o MSP na forma de espaço de estados é mostrado para a configuração máquina barramento infinito, sendo depois estendido para sistemas multimáqui-

nas.

Sistema Máquina Barramento Infinito

Considere o sistema da Figura 2.2 descrito pelas equações (3.27), pelas equações (3.28), (3.29), (3.30), com as entradas (3.31) e (3.32). Considerando $D = 0$, esse conjunto de equações pode ser colocado na seguinte forma matricial:

$$\begin{aligned}
 \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\dot{\omega} \\ \Delta\dot{\delta} \\ \Delta\dot{E}'_q \\ \Delta\dot{E}_{FD} \end{bmatrix}}_{\Delta\dot{x}} &= \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & -\frac{A1_g}{M} & -\frac{A2_g}{M} & 0 \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{K_A}{T'_{d0}} & -\frac{x_d T'_{d0}}{x'_d T'_{d0}} & \frac{1}{T'_{d0}} \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_e} \end{bmatrix}}_{J_1} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\delta \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{FD} \end{bmatrix}}_{\Delta x} + \\
 &+ \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{A1_g}{M} & -\frac{A3_g}{M} \\ 0 & 0 \\ \frac{K_A}{T'_{d0}} & \frac{K_V}{T'_{d0}} \\ 0 & -\frac{K_e}{T_e} \end{bmatrix}}_{J_2} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\theta_t \\ \Delta V_t \end{bmatrix}}_{\Delta y} + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{M} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{K_e}{T_e} \end{bmatrix}}_{B_1} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P_m \\ \Delta V_{tr ef} \end{bmatrix}}_{\Delta u} \quad (3.44)
 \end{aligned}$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & A1_g & A2_g & 0 \\ 0 & R1_g & R2_g & 0 \end{bmatrix}}_{J_3} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\delta \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{FD} \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} -A1_g - A1_e & A3_g - A2_e \\ -R1_g - R1_e & R3_g - R2_e \end{bmatrix}}_{J_4} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta_t \\ \Delta V_t \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

portanto, eliminando o vetor de variáveis algébricas Δy , o sistema pode ser representado na forma de espaço de estados, com $\mathcal{A} = (J_1 - J_2 J_4^{-1} J_3)$ e $\mathcal{B} = B_1$.

Sistemas Multimáquinas

A representação do MSP para sistemas multimáquinas pode ser facilmente estendida. Considerando que um sistema seja constituído por K geradores e L barras, e que todos os geradores

são representados por um modelo de 3^o ordem com regulador de tensão de 1^o ordem, as equações (3.44) e (3.45) podem ser reescritas na seguinte forma geral:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega}_i \\ \Delta \dot{\delta}_i \\ \Delta \dot{E}'_{qi} \\ \Delta \dot{E}_{FDi} \end{bmatrix}}_{\Delta \dot{x}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & -\frac{A1_{g_i}}{M_i} & -\frac{A2_{g_i}}{M_i} & 0 \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{K_{A_i}}{T'_{d0_i}} & -\frac{x_{d_i}}{x'_{d_i} T'_{d0_i}} & \frac{1}{T'_{d0_i}} \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{e_i}} \end{bmatrix}}_{J_1} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \omega_i \\ \Delta \delta_i \\ \Delta E'_{qi} \\ \Delta E_{FDi} \end{bmatrix}}_{\Delta x} + \\
 + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{A1_{g_i}}{M_i} & -\frac{A3_{g_i}}{M_i} \\ 0 & 0 \\ \frac{K_{A_i}}{T'_{d0_i}} & \frac{K_{V_i}}{T'_{d0_i}} \\ 0 & -\frac{K_{e_i}}{T_{e_i}} \end{bmatrix}}_{J_2} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \theta_n \\ \Delta V_n \end{bmatrix}}_{\Delta y} + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{M_i} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{K_{e_i}}{T_{e_i}} \end{bmatrix}}_{B_1} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P_{m_i} \\ \Delta V_{ref_i} \end{bmatrix}}_{\Delta u} \quad (3.46)$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & A1_{g_i} & A2_{g_i} & 0 \\ 0 & R1_{g_i} & R2_{g_i} & 0 \end{bmatrix}}_{J_3} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \omega_i \\ \Delta \delta_i \\ \Delta E'_{qi} \\ \Delta E_{FDi} \end{bmatrix} + [J_4] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_n \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

considerando $i = 1, \dots, K$, $n = 1, \dots, L$, e J_4 a matriz Jacobiana do fluxo de potência incluindo todas as barras do sistema. Vale destacar que qualquer equipamento que tenha modelagem dinâmica, como por exemplo, motores de indução, cargas dinâmicas, outros modelos de geradores, pode ser incluído nas equações (3.44) e (3.45), assim como nas equações gerais (3.46) e (3.47).

3.6.4 Inclusão do UPFC no MSP

Seja o sistema apresentado na Figura 3.11. O balanço de potência na barra terminal do gerador é dado por:

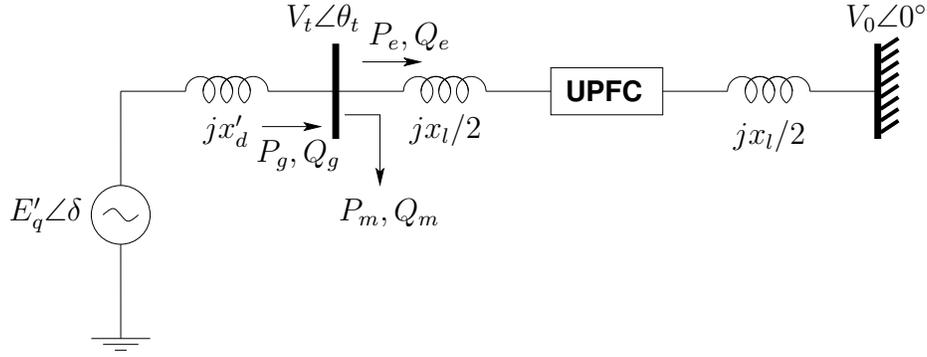


Figura 3.11: Sistema máquina barramento infinito com o UPFC acoplado.

$$\begin{aligned} P_g - P_e - P_m &= 0 \\ Q_g - Q_e - Q_m &= 0 \end{aligned} \quad (3.48)$$

Considerando as expressões de P_g e Q_g dadas por (3.25) e as expressões de injeções de potência ativa e reativa, de acordo com (3.15) e (3.16), dadas por:

$$P_m = r \frac{V_t V_0}{x_l} \sin(\gamma + \theta_t) \quad (3.49)$$

$$Q_m = r \frac{V_t^2}{x_l} \cos \gamma - i_q V_t \quad (3.50)$$

as expressões incrementais de balanço de potência são da seguinte forma:

$$\begin{aligned} A1_g \Delta(\delta - \theta_t) + A2_g \Delta E'_q + A3_g \Delta V_t - A1_e \Delta \theta_t - A2_e \Delta V_t - A1_m \Delta \theta_t - A2_m \Delta V_t - \\ - A3_m \Delta v_p - A4_m \Delta v_q = 0 \end{aligned} \quad (3.51)$$

$$\begin{aligned} R1_g \Delta(\delta - \theta_t) + R2_g \Delta E'_q + R3_g \Delta V_t - R1_e \Delta \theta_t - R2_e \Delta V_t - R1_m \Delta \theta_t - R2_m \Delta V_t - \\ - R3_m \Delta v_p - R4_m \Delta v_q - R5_m \Delta i_q = 0 \end{aligned} \quad (3.52)$$

onde os coeficientes $[A_g, A_e, A_m]$ e $[R_g, R_e, R_m]$ são apresentados no Apêndice A.

Considere o modelo linearizado do UPFC mostrado na Figura 3.12. Escolhendo como entrada do controlador POD o fluxo de potência ativa na linha de transmissão ΔP_e , e selecionando o modo de operação desse controlador como POD V_p , tem-se que:

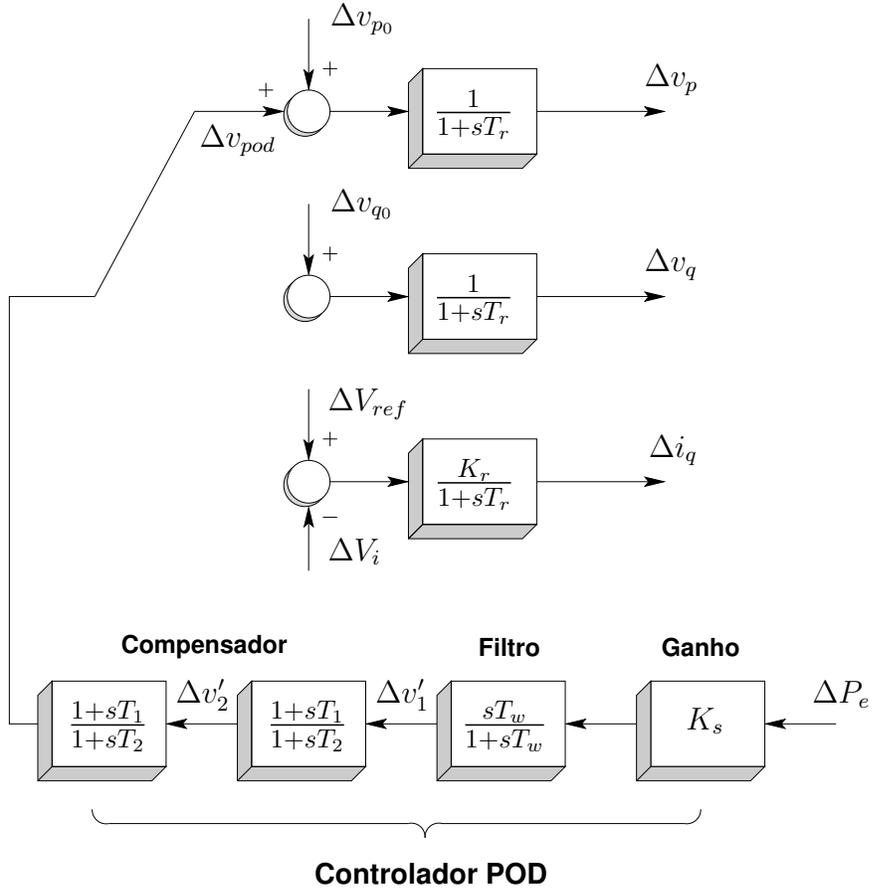


Figura 3.12: Modelo dinâmico do UPFC.

$$\Delta P_e = A1_e \Delta \theta_t + A2_e \Delta V_t \quad (3.53)$$

As equações linearizadas que representam este modo de operação do UPFC são dadas por:

$$\dot{\Delta v}_p = \frac{1}{T_r} [\Delta v_{p0} + \Delta v_{pod} - \Delta v_p] \quad (3.54)$$

$$\dot{\Delta v}_q = \frac{1}{T_r} [\Delta v_{q0} - \Delta v_q] \quad (3.55)$$

$$\dot{\Delta i}_q = \frac{1}{T_r} [K_r (\Delta V_{ref} - \Delta V_i) - \Delta i_q] \quad (3.56)$$

sendo Δv_{pod} a saída do controlador POD. Como a entrada do POD não é uma variável de estado, o controlador precisa ser dividido em blocos, como mostrado na Figura 3.13.

Desta maneira, podemos obter as equações que expressam o modelo do controlador POD

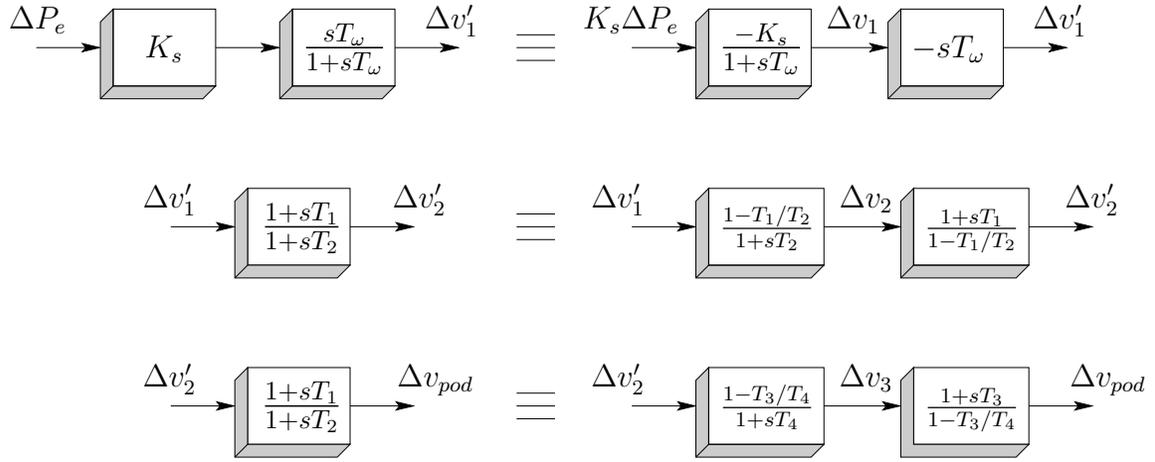


Figura 3.13: Divisão do controlador POD em blocos.

sendo:

$$\Delta \dot{v}_1 = -\frac{1}{T_\omega} [K_s \Delta P_e + v_1] \quad (3.57)$$

$$\Delta \dot{v}_2 = \frac{1}{T_2} \left[\left(1 - \frac{T_1}{T_2} \right) (K_s \Delta P_e + v_1) - v_2 \right] \quad (3.58)$$

$$\Delta \dot{v}_3 = \frac{1}{T_4} \left[\left(1 - \frac{T_3}{T_4} \right) \left(v_2 + \frac{T_1}{T_2} (K_s \Delta P_e + v_1) \right) - v_3 \right] \quad (3.59)$$

$$\Delta v_{pod} = v_3 + \frac{T_3}{T_4} \left[v_2 + \frac{T_1}{T_2} (K_s \Delta P_e + v_1) \right] \quad (3.60)$$

com ΔP_e dado pela equação (3.53).

As equações algébricas (3.51), (3.52), juntamente com as equações diferenciais (3.28), (3.29), (3.30), (3.54), (3.55), (3.56), (3.57), (3.58), (3.59) e com as entradas (3.31), (3.32), (3.53), (3.60) constituem o MSP para o sistema da Figura 3.11, considerando o modelo dinâmico do UPFC

ilustrado pela Figura 3.12. A representação do MSP na forma matricial fica:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\dot{\omega} \\ \Delta\dot{\delta} \\ \Delta\dot{E}'_q \\ \Delta\dot{E}_{FD} \\ \Delta\dot{v}_1 \\ \Delta\dot{v}_2 \\ \Delta\dot{v}_3 \\ \Delta\dot{v}_p \\ \Delta\dot{v}_q \\ \Delta\dot{i}_q \end{bmatrix}}_{\Delta\dot{x}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & -\frac{A1_g}{M} & -\frac{A2_g}{M} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{K_A}{T'_{d0}} & -\frac{x_d}{x'_d T'_{d0}} & \frac{1}{T'_{d0}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_e} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_\omega} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{T_2} \left(1 - \frac{T_1}{T_2}\right) & -\frac{1}{T_2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{T_4} \frac{T_1}{T_2} \left(1 - \frac{T_3}{T_4}\right) & \frac{1}{T_4} \left(1 - \frac{T_3}{T_4}\right) & -\frac{1}{T_4} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{T_\omega} \frac{T_1}{T_2} \frac{T_3}{T_4} & \frac{1}{T_\omega} \frac{T_3}{T_4} & \frac{1}{T_\omega} & -\frac{1}{T_r} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_r} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_r} \end{bmatrix}}_{J_1} \cdot$$

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\delta \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{FD} \\ \Delta v_1 \\ \Delta v_2 \\ \Delta v_3 \\ \Delta v_p \\ \Delta v_q \\ \Delta i_q \end{bmatrix}}_{\Delta x} + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{A1_g}{M} & -\frac{A3_g}{M} \\ 0 & 0 \\ \frac{K_A}{T'_{d0}} & \frac{K_V}{T'_{d0}} \\ 0 & -\frac{K_e}{T_e} \\ -\frac{K_s A1_e}{T_\omega} & -\frac{K_s A2_e}{T_\omega} \\ \frac{K_s A1_e}{T_2} \left(1 - \frac{T_1}{T_2}\right) & \frac{K_s A2_e}{T_2} \left(1 - \frac{T_1}{T_2}\right) \\ \frac{K_s A1_e}{T_4} \frac{T_1}{T_2} \left(1 - \frac{T_3}{T_4}\right) & \frac{K_s A2_e}{T_4} \frac{T_1}{T_2} \left(1 - \frac{T_3}{T_4}\right) \\ \frac{K_s A1_e}{T_\omega} \frac{T_1}{T_2} \frac{T_3}{T_4} & \frac{K_s A2_e}{T_\omega} \frac{T_1}{T_2} \frac{T_3}{T_4} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}}_{J_2} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\theta_t \\ \Delta V_t \end{bmatrix}}_{\Delta y} + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{M} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{K_e}{T_e} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{T_r} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{T_r} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{K_r}{T_r} \end{bmatrix}}_{B_1} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P_m \\ \Delta V_{tref} \\ \Delta V_{p0} \\ \Delta V_{q0} \\ \Delta V_{ref} \end{bmatrix}}_{\Delta u} \quad (3.61)$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & A1_g & A2_g & 0 & 0 & 0 & 0 & -A3_m & -A4_m & 0 \\ 0 & R1_g & R2_g & 0 & 0 & 0 & 0 & -R3_m & -R4_m & -R5_m \end{bmatrix}}_{J_3} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\delta \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{FD} \\ \Delta v_1 \\ \Delta v_2 \\ \Delta v_3 \\ \Delta v_p \\ \Delta v_q \\ \Delta i_q \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} -A1_g - A1_e - A1_m & A3_g - A2_e - A2_m \\ -R1_g - R1_e - R1_m & R3_g - R2_e - R2_m \end{bmatrix}}_{J_4} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta_t \\ \Delta V_t \end{bmatrix} \quad (3.62)$$

Portanto, como foi demonstrado tendo o fluxo de potência ativa na linha ΔP_e como entrada do POD, pode-se representar qualquer sinal de entrada, bem como selecionar qualquer um dos modos desse controlador para a representar um sistema no MSP.

3.7 Projeto do Controlador POD

Atualmente várias técnicas de controle moderno estão sendo aplicadas para o projeto dos controladores POD na literatura. Porém, mesmo com o avanço da teoria de controle presenciado nas duas últimas décadas, esse avanço não se refletiu em todos os campo da aplicação, sendo o uso de técnicas de controle clássico ainda predominantes nos projetos de controladores nos sistemas de potência [29].

Técnicas baseadas em métodos de resposta em frequência e na sensibilidade dos autovalores são as mais comumente utilizadas nesses projetos. O projeto de um controlador para o amortecimento de oscilações do tipo mostrado na Figura 4.12 resume-se basicamente em duas etapas:

- Determinar a fase a ser compensada pelo controlador;
- Estimar o valor do ganho K_s de modo a obter um amortecimento desejado.

Os blocos de compensação de fase do controlador POD são projetados de acordo com as seguintes equações:

$$\alpha = \frac{1 - \sin(\phi/n)}{1 + \sin(\phi/n)} \quad (3.63)$$

$$T = \frac{1}{\omega_n \sqrt{\alpha}} \quad (3.64)$$

sendo ϕ a fase a ser compensada, ω_n a frequência do modo a ser amortecido, e n é o número de blocos do compensador de fase. Geralmente o valor de n é 1 ou 2, podendo ser um número maior caso necessário. O ganho do POD é escolhido de modo a atender a taxa de amortecimento requerida para o modo considerado.

A localização de um controlador FACTS no sistema está relacionada com a capacidade de controle do mesmo. Esse aspecto pode ser analisado através do conceito de controlabilidade. Por exemplo, se um controlador FACTS estiver situado numa linha de interligação entre áreas, ele terá significativa controlabilidade sobre o modo de oscilação associado entre as áreas e pouca controlabilidade sobre os modos locais [29].

A escolha de um sinal de entrada adequado no projeto de um estabilizador efetivo e robusto é um aspecto de fundamental importância que deve ser levado em conta. Para conseguir um amortecimento adequado, o sinal de realimentação do controlador deve observar o modo de oscilação a ser amortecido. De preferência esse sinal deve estar disponível localmente, ou possa de alguma forma ser sintetizado a partir de medidas locais. A utilização de sinais locais elimina a necessidade do uso de canais de telecomunicação, reduzindo atrasos de resposta, aumentando a confiabilidade e diminuindo os custos de implementação do controlador [29].

Sinais na linha de transmissão tais como potência ativa, potência reativa, magnitude da corrente ou a magnitude das tensões nas barras são candidatos a serem considerados na escolha do sinal de entrada de um controlador POD. Dentre essas possibilidades, a potência ativa e a corrente na linha são os sinais mais abordados na literatura. É importante ressaltar que os parâmetros do controlador POD de um mesmo dispositivo FACTS serão diferentes para diferentes sinais de entrada [51].

3.7.1 Análise da Estabilidade com o Diagrama de Bode

Neste trabalho, os controladores POD serão projetados através do método da resposta em frequência baseado no gráfico de Bode. O diagrama de Bode de uma função de transferência é uma ferramenta gráfica muito útil para a análise e projeto de sistemas de controle lineares, permitindo avaliar a estabilidade de um sistema em malha fechada. Os diagramas de Bode podem ser construídos com o auxílio de gráficos assintóticos. As assíntotas são retas que aproximam o comportamento do gráfico real nas altas e baixas frequências. Porém não é o objetivo aqui mostrar como se desenha esses gráficos, uma vez que é abordado na maioria dos livros de controle clássico [52–54]. A obtenção dos diagramas será feito com o auxílio de computadores.

Dado um sistema SISO (*single input single output*) representado pela Figura 3.14 a função de transferência de malha fechada é dada por:

$$F(s) = \frac{Y(s)}{R(s)} = \frac{G(s)}{1 + G(s)H(s)} \quad (3.65)$$

sendo $GH(s)$ a função de transferência de malha aberta de $G(s)H(s)$.

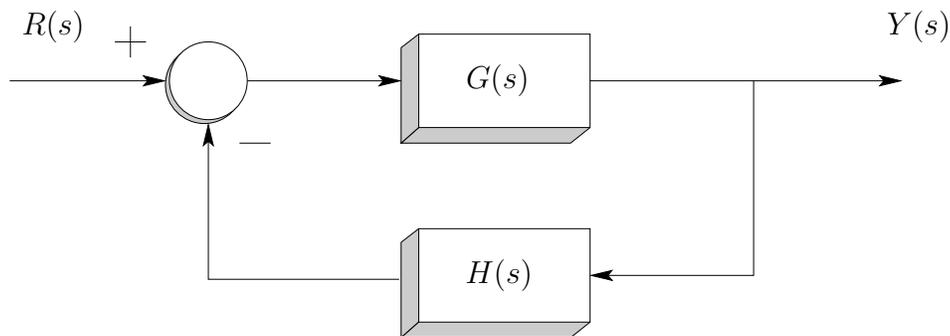


Figura 3.14: Sistema de controle com realimentação.

Nos diagramas de Bode representa-se o módulo da função de transferência de malha aberta $|GH(j\omega)|$ em decibel e a fase $\angle GH(j\omega)$ em graus, ambos em função da frequência (Hz ou rad/s) numa escala logarítmica. Uma das vantagens em se usar Bode é a fácil obtenção dos pontos de cruzamento de ganho e de fase, e na obtenção das margens de ganho e de fase. Esses pontos e margens podem ser identificados na Figura 3.15.

Margem de Ganho

A margem de ganho é um dos critérios utilizados para medir a estabilidade relativa de um sistema de controle. No domínio da frequência, a margem de ganho é usada para indicar o quanto um sistema está próximo da instabilidade, ou seja, é a quantidade de ganho em decibéis (dB) que pode ser adicionado ao sistema em malha aberta antes que o sistema em malha fechada torne-se instável.

A margem de ganho é positiva e o sistema é estável se a módulo de $GH(j\omega)$ na frequência de cruzamento de fase ω_f for negativa em decibéis (dB). Isto é, a margem de ganho é a tamanho da medida abaixo do eixo 0-dB. Se a margem de ganho for medida acima, a margem será negativa

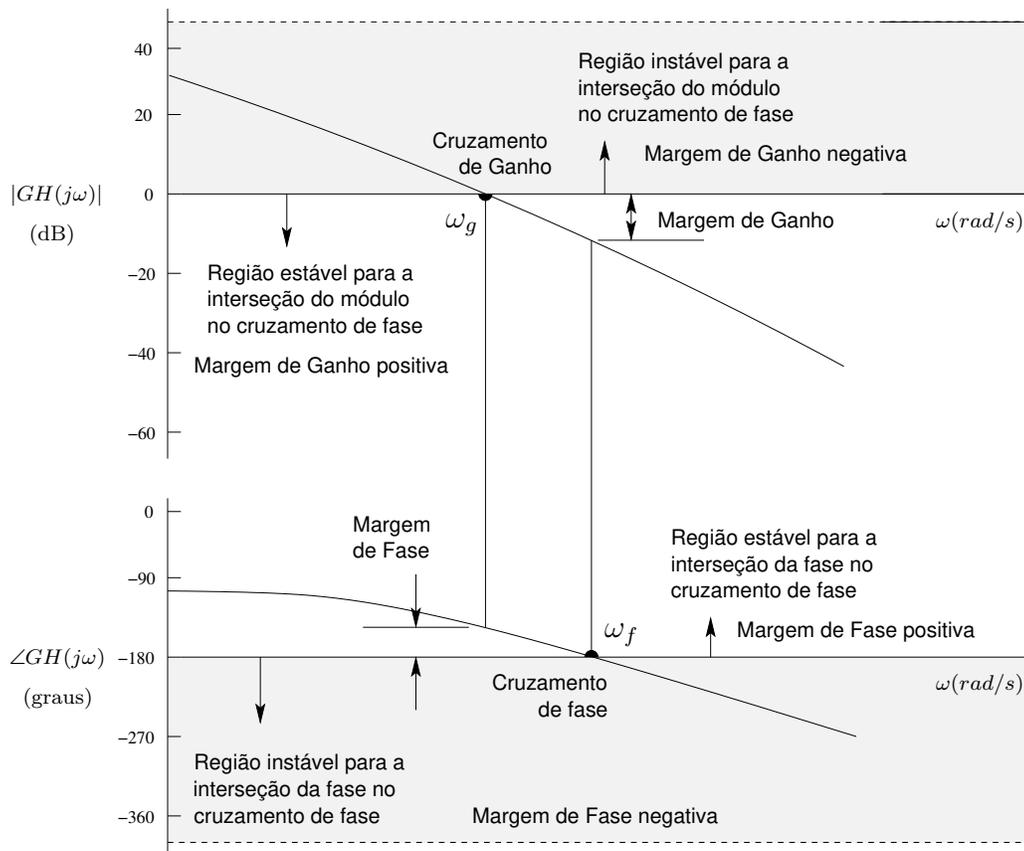


Figura 3.15: Determinação da Margem de Fase e Ganho em um diagrama de Bode.

e portanto o sistema instável. A margem de ganho de um sistema em malha fechada é definido por:

$$MG = 20 \log \frac{1}{|GH(j\omega_f)|} \quad (3.66)$$

Margem de Fase

A margem de ganho não pode ser utilizada como o único critério para indicar a estabilidade relativa de um sistema quando outros parâmetros do sistema são sujeitos a variações. Deve-se utilizar outros critérios, como a margem de fase, de forma a obter uma informação correta a respeito da estabilidade relativa de um sistema de controle.

Margem de fase é a quantidade de atraso de fase puro que pode ser fornecido ao sistema em malha aberta antes que o sistema em malha fechada torne-se instável. A margem de fase

é positiva e o sistema é estável se a fase de $GH(j\omega)$ for maior do que -180° na frequência de cruzamento de ganho ω_g . Isto é, a margem de fase é a medida acima do eixo de -180° . Se a margem de fase for medida abaixo do eixo, então a margem será negativa e o sistema instável. A sua expressão analítica é dada por:

$$MF = \angle GH(j\omega_g) - 180^\circ \quad (3.67)$$

Capítulo 4

PSAT - *Power System Analysis Toolbox*

4.1 Introdução

NESTE capítulo é apresentado o programa PSAT de simulação no domínio do tempo, o qual foi utilizado para gerar as simulações. O modelo do controlador UPFC e do estabilizador POD apresentados no capítulo anterior foram implementados no código fonte desse programa. Assim, são descritos os modelos dos equipamentos utilizados, como também os modelos implementados no PSAT.

4.2 Apresentação do Programa

O PSAT (*Power System Analysis Toolbox*) é uma programa computacional utilizado para fazer análises estáticas, dinâmicas, e de controle de sistemas elétricos de potência. Nele inclui-se o cálculo de fluxo de potência, fluxo de potência da continuação e fluxo de potência ótimo, assim como análise de estabilidade transitória e de pequenas perturbações [55]. Trata-se de uma ferramenta desenvolvida em linguagem MATLAB[®], podendo ser adquirido gratuitamente através da internet no endereço eletrônico: <http://thunderbox.uwaterloo.ca/~fmilano>. A tela principal do programa é mostrado na Figura 4.1.

No PSAT é possível modificar o código fonte original e criar suas próprias funções customizadas, o que revela ser uma das grandes vantagens desse programa. Nos próximos itens,

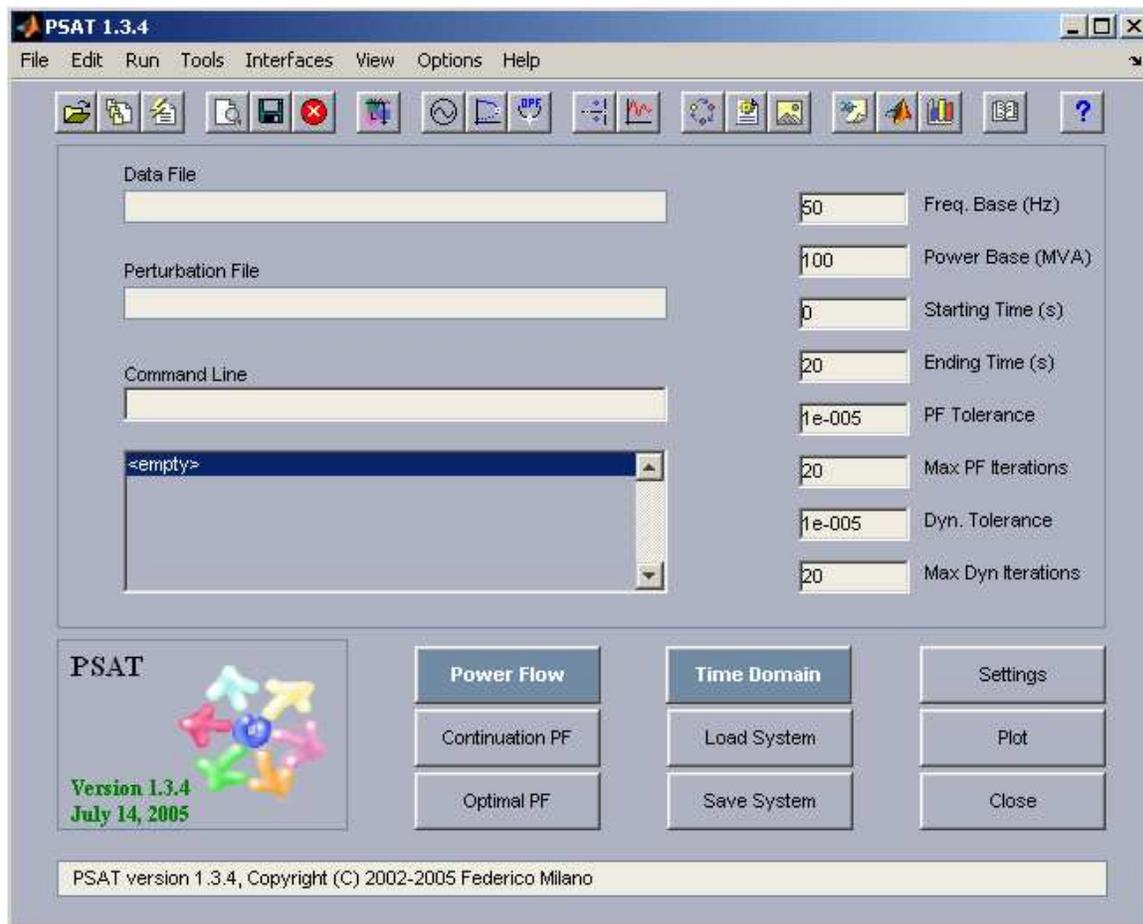


Figura 4.1: Interface gráfica com o usuário do programa PSAT de versão 1.3.4.

são mostrados a metodologia usada na resolução do problema de fluxo de potência e o método utilizado nas simulações no domínio do tempo.

4.3 Fluxo de Potência

A formulação do problema de fluxo de potência consiste na resolução de um conjunto de equações não-lineares na forma de:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= 0 = f(x, y) \\ 0 &= g(x, y) \end{aligned} \tag{4.1}$$

onde x, y, f, g foram definidos na seção 2.5. As equações diferenciais em (4.1) são incluídas na resolução do problema de fluxo de potência, visto que o PSAT inicializa as variáveis de estado de alguns componentes dinâmicos durante o processo iterativo, como por exemplo, as equações dos geradores síncronos.

4.3.1 Método de Newton-Raphson

O Método de Newton-Raphson [56] foi escolhido no PSAT para resolver o problema de fluxo de potência dos sistemas teste estudados. A cada iteração, a matriz Jacobiana de (4.1) é atualizada, resolvendo um problema linearizado definido como:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \Delta x^i \\ \Delta y^i \end{bmatrix} &= - \begin{bmatrix} J_1^i & J_2^i \\ J_3^i & J_4^i \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} f^i \\ g^i \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} x^{i+1} \\ y^{i+1} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} x^i \\ y^i \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta x^i \\ \Delta y^i \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (4.2)$$

onde J são as matrizes Jacobianas definidas na seção 2.5.1.

4.3.2 Modelo do UPFC em Regime Permanente

Os conversores fonte de tensão do UPFC são modelados da seguinte forma:

- **Conversor Série:** comporta-se como um capacitor em série com a linha de transmissão (X_L). Portanto, a partir do grau de compensação série (C_p), sendo este um dado de entrada do controlador UPFC, determina-se a reatância capacitiva dada por:

$$X_c = X_L \cdot \frac{C_p}{100} \quad (4.3)$$

Depois de convergido o fluxo de potência, é possível inicializar a variável de estado v_p , ficando:

$$v_q(0) = X_c \cdot |\hat{I}_{ij}| \quad (4.4)$$

onde \hat{I}_{ij} a corrente que passa pelo conversor série.

- **Conversor Paralelo:** comporta-se como um condensador síncrono, porém sem inércia. Para estudos de fluxo de potência, considera-se este conversor como sendo uma barra PV, com $P = 0$. Então, após a convergência do fluxo de potência, a inicialização da variável de estado i_q é calculada como sendo:

$$i_q(0) = \frac{Q_i}{V_i} \quad (4.5)$$

onde Q_i e V_i são a injeção de potência reativa e a magnitude da tensão da barra onde este conversor encontra-se conectado, respectivamente.

Considera-se que o UPFC em regime permanente não troca potência ativa com o sistema. Logo, a variável de estado v_p é mantida nula em regime e em transitório quando esta não for modulada pelo controlador POD.

4.4 Simulações no Tempo

A análise no domínio do tempo é importante não somente para verificação da resposta do sistema a pequenas perturbações, mas também para a avaliação dos efeitos das não linearidades na dinâmica do sistema. Em estudos de estabilidade, a simulação do comportamento dinâmico do sistema no tempo consiste na resolução de um sistema de equações algébricas e diferenciais não-lineares do tipo:

$$\frac{dx}{dt} = f(x, y, t) \quad (4.6)$$

para as quais não é possível obter uma solução analítica explícita. Daí a necessidade de métodos de integração numérica, que nos fornecem a obtenção de soluções aproximadas para tais equações.

4.4.1 Métodos de Integração Numérica

Existem vários métodos de integração numérica no domínio do tempo, dividindo-se basicamente em *Métodos Explícitos* e *Métodos Implícitos*.

Os métodos explícitos, como os métodos de Euler e Runge-Kutta, são fáceis de serem implementados, uma vez que os valores das variáveis dependentes (x) em qualquer instante de tempo são calculados a partir do conhecimento prévio de (x) obtidos no passo anterior. Entretanto, os métodos explícitos exibem a limitação de não serem numericamente estáveis. Conseqüentemente, o tamanho do passo de integração é restringido pelas pequenas constantes de tempo do sistema. Já os métodos implícitos, como o Método Trapezoidal, são numericamente estáveis. No entanto, precisam utilizar-se de funções de interpolação pelo fato da variável dependente (x) ser calculada como sendo uma função do seu valor obtido no passo anterior, assim como seu valor atual (o qual não é conhecido).

O PSAT dispõe de dois métodos que são: O *Método de Euler Implícito* e o *Método Trapezoidal Implícito* [55]. Esses métodos são baseados em algoritmos que utilizam a matriz Jacobiana completa J_4 para calcular as direções das variáveis de estado e algébricas a cada passo de integração.

Para um tempo genérico t , assumimos um passo de tempo Δt , e temos que resolver o seguinte problema:

$$\begin{aligned} 0 &= f_n[x(t + \Delta t), y(t + \Delta t), f(t)] \\ 0 &= g[x(t + \Delta t), y(t + \Delta t)] \end{aligned} \tag{4.7}$$

onde f e g representam as equações diferenciais e algébricas respectivamente, e f_n é uma função que depende do método de integração. As equações (4.9) são não-lineares e suas soluções são obtidas utilizando o método de Newton-Raphson, podendo ser implementadas computacionalmente com o incremento das variáveis de estado e algébricas Δx^i e Δy^i e atualizando-se as variáveis:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \Delta x^i \\ \Delta y^i \end{bmatrix} &= -[A^i]^{-1} \begin{bmatrix} f_n^i \\ g^i \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} x^{i+1} \\ y^{i+1} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} x^i \\ y^i \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta x^i \\ \Delta y^i \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (4.8)$$

sendo A^i a matriz formada pelas matrizes Jacobianas algébrica e de estados do sistema. O processo iterativo continua enquanto o incremento estiver abaixo da tolerância especificada ε_0 ou até que o número máximo de iterações tenha sido alcançado. Esse método de integração no domínio do tempo é representado pelo fluxograma dado pela Figura 4.2.

4.4.2 Método Trapezoidal Implícito

Para a realização das simulações presentes nesta dissertação, foi escolhido o Método Trapezoidal Implícito. Apesar de ser considerado um método mais simples de implementação, demonstra ser mais robusto e confiável para vários casos testados. Considerando uma iteração i , A^i e f_n ficam da seguinte forma:

$$\begin{aligned} A^i &= \begin{bmatrix} I_n - 0,5\Delta t J_1^i & -0,5\Delta t J_2^i \\ J_3^i & J_4^i \end{bmatrix} \\ f_n^i &= x^i - x(t) - 0,5\Delta t [f^i + f(t)] \end{aligned} \quad (4.9)$$

sendo I_n a matriz identidade de mesma dimensão que o número de estados do sistema.

4.5 Modelos Utilizados do PSAT

Nesta seção são descritos os modelos dos equipamentos utilizados na composição dos sistemas teste estudados.

4.5.1 Máquina Síncrona

A Figura 4.3 mostra um diagrama esquemático de um corte transversal em uma máquina síncrona trifásica de dois pólos. O PSAT utiliza o modelo de Park-Concordia para representar

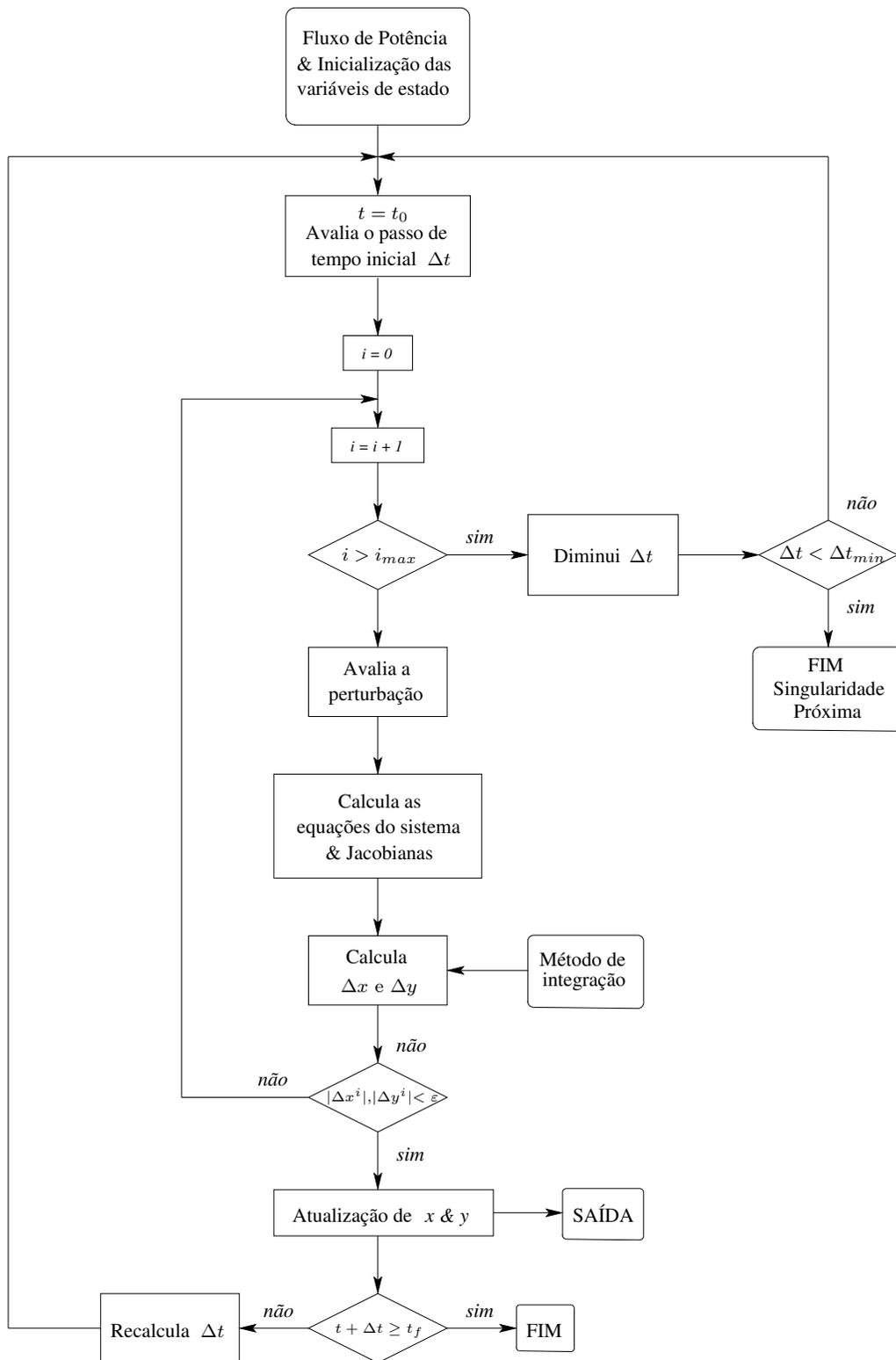


Figura 4.2: Fluxograma do método de integração no domínio do tempo.

as equações da máquina síncrona [55], sendo possível escolher desde modelo clássico (2^o ordem) até um modelo de 8^o ordem, no qual considera-se os efeitos da saturação magnética. Aqui, iremos mostrar apenas as equações referentes aos modelos utilizados nas simulações, os quais são os modelos de 3^o e 6^o ordem. Para esses dois modelos, os efeitos de histerese e saturação magnética são desprezados.

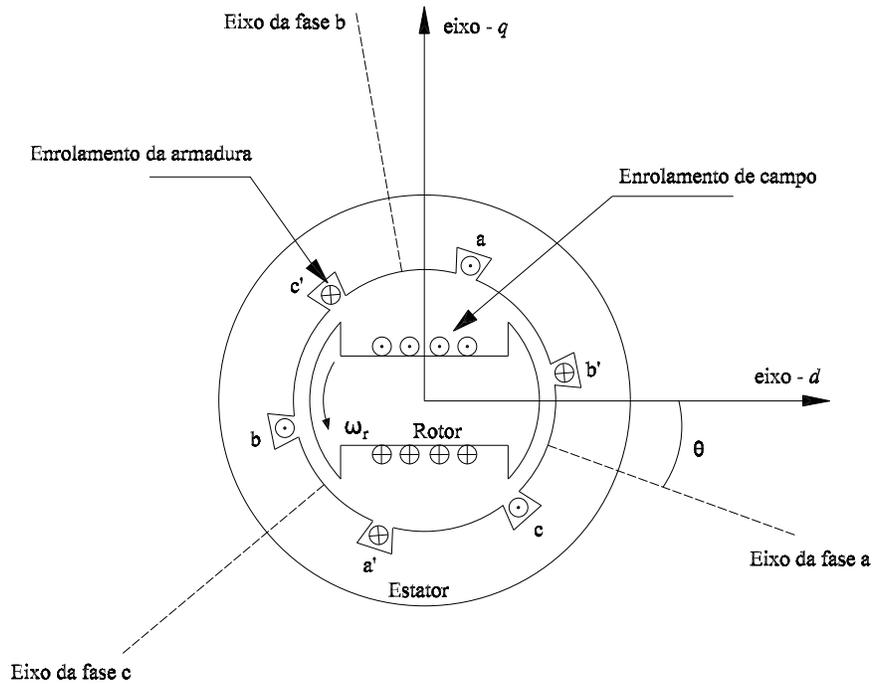


Figura 4.3: Diagrama esquemático de uma máquina síncrona trifásica.

A Figura 4.4 ilustra através de um diagrama de blocos, os fluxos do estator com referência nos eixos d e q para um modelo de 6^o ordem. Os coeficientes γ_d e γ_q são definidos por:

$$\gamma_d = \frac{T''_{d0} x''_d}{T'_{d0} x'_d} (x_d - x'_d) \quad (4.10)$$

$$\gamma_q = \frac{T''_{q0} x''_q}{T'_{q0} x'_q} (x_q - x'_q) \quad (4.11)$$

Toda a simbologia adotada para descrever os parâmetros da máquina síncrona, encontram-se no Apêndice A.

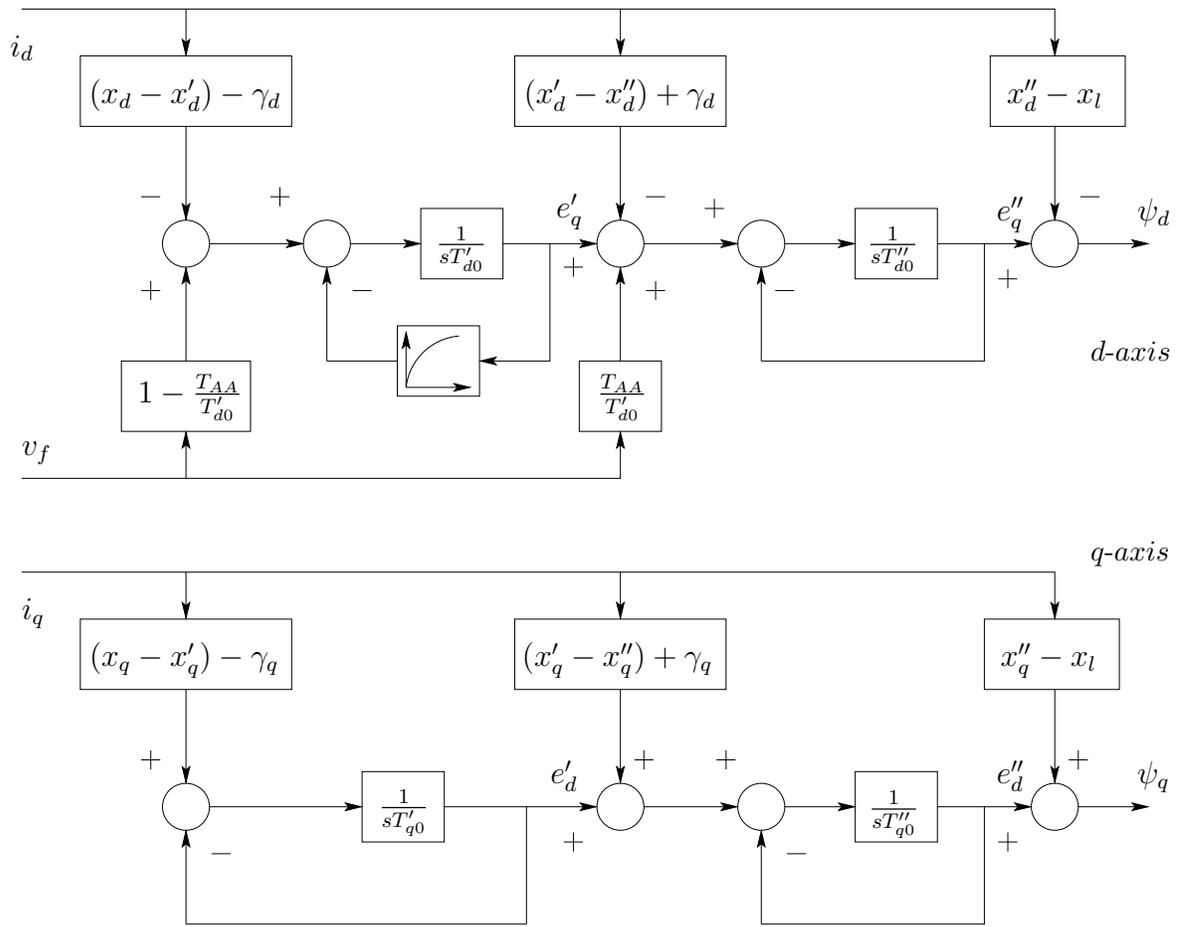


Figura 4.4: Fluxos do estator com referencia nos eixos d e q para um modelo de 6^o ordem.

A relação entre os fasores da rede e as tensões da máquina são dadas por:

$$v_d = V \sin(\delta - \theta) \quad (4.12)$$

$$v_q = V \cos(\delta - \theta) \quad (4.13)$$

enquanto que as injeções de potência são expressas da seguinte forma:

$$P = v_d i_d + v_q i_q \quad (4.14)$$

$$Q = v_q i_d + v_d i_q \quad (4.15)$$

A tensão de campo possui uma realimentação da velocidade do rotor e da potência ativa

produzida pela máquina:

$$v_f^* = v_f + K_\omega(\omega - 1) + K_P(P_m - P(x, V, \theta)) \quad (4.16)$$

Modelo de 3^o Ordem

Neste modelo o circuito eletromagnético referente ao eixo q é desprezado. Três variáveis de estado δ , ω , e e'_q são descritas pelas seguintes equações diferenciais:

$$\dot{\delta} = \Omega_b(\omega - 1) \quad (4.17)$$

$$\dot{\omega} = \frac{1}{M}[P_m - P_e - D(\omega - 1)] \quad (4.18)$$

$$\dot{e}'_q = \frac{1}{T'_{d0}}[-f_s(e'_q) - (x_d - x'_d)i_d + v_f^*] \quad (4.19)$$

onde a potência elétrica P_e é definida como:

$$P_e = (v_q + r_a i_q)i_q + (v_d + r_a i_d)i_d \quad (4.20)$$

As relações entre tensões e correntes da máquina são dadas por:

$$0 = v_q + r_a i_q - e'_q + (x'_d - x_l)i_d \quad (4.21)$$

$$0 = v_d + r_a i_d - (x'_d - x_l)i_q \quad (4.22)$$

Modelo de 6^o Ordem

O modelo de 6^o ordem é obtido assumindo a presença do circuito de campo e um circuito adicional ao longo do eixo d com mais dois circuitos adicionais ao longo do eixo q . O sistema

tem seis variáveis de estado (δ , ω , e'_q , e'_d , e''_q , e e''_d), as quais são descritas como:

$$\dot{\delta} = \Omega_b(\omega - 1) \quad (4.23)$$

$$\dot{\omega} = \frac{1}{M}[P_m - P_e - D(\omega - 1)] \quad (4.24)$$

$$\dot{e}'_q = \frac{1}{T'_{d0}} \left[-e'_q - \left(x_d - x'_d - \frac{T''_{d0}}{T'_{d0}} \frac{x''_d}{x'_d} (x_d - x'_d) \right) i_d + \left(1 - \frac{T_{AA}}{T'_{d0}} \right) v_f^* \right] \quad (4.25)$$

$$\dot{e}'_d = \frac{1}{T'_{q0}} \left[-f_s(e'_d) + \left(x_q - x'_q - \frac{T''_{q0}}{T'_{q0}} \frac{x''_q}{x'_q} (x_q - x'_q) \right) i_q \right] \quad (4.26)$$

$$\dot{e}''_q = \frac{1}{T''_{d0}} \left[-e''_q + e'_q - \left(x'_d - x''_d + \frac{T''_{d0}}{T'_{d0}} \frac{x''_d}{x'_d} (x_d - x'_d) \right) i_d + \frac{T_{AA}}{T'_{d0}} v_f^* \right] \quad (4.27)$$

$$\dot{e}''_d = \frac{1}{T''_{q0}} \left[-e''_d + e'_d + \left(x'_q - x''_q + \frac{T''_{q0}}{T'_{q0}} \frac{x''_q}{x'_q} (x_q - x'_q) \right) i_q \right] \quad (4.28)$$

sendo a potência elétrica P_e também dada por (4.20) e as restrições algébricas dadas por:

$$0 = v_q + r_a i_q - e''_q + (x''_d - x_l) i_d \quad (4.29)$$

$$0 = v_d + r_a i_d - e''_d - (x''_q - x_l) i_q \quad (4.30)$$

4.5.2 Regulador Automático de Tensão

Vários modelos de Regulador Automático de Tensão (RAT) têm sido propostos e implementados na prática. O PSAT permite utilizar três diferentes modelos [55]. O RAT tipo I é um regulador padrão de modelo italiano (ENEL) e o RAT tipo II é o modelo padrão do IEEE 1. O RAT tipo III é um modelo mais simples comparado com os anteriores, porém muito utilizado nos estudos de estabilidade.

Para todas as simulações apresentadas no Capítulo 5 foi utilizado o modelo de RAT tipo III. A Figura 4.5 mostra o diagrama de blocos para esse modelo e na seqüência as equações que o representam.

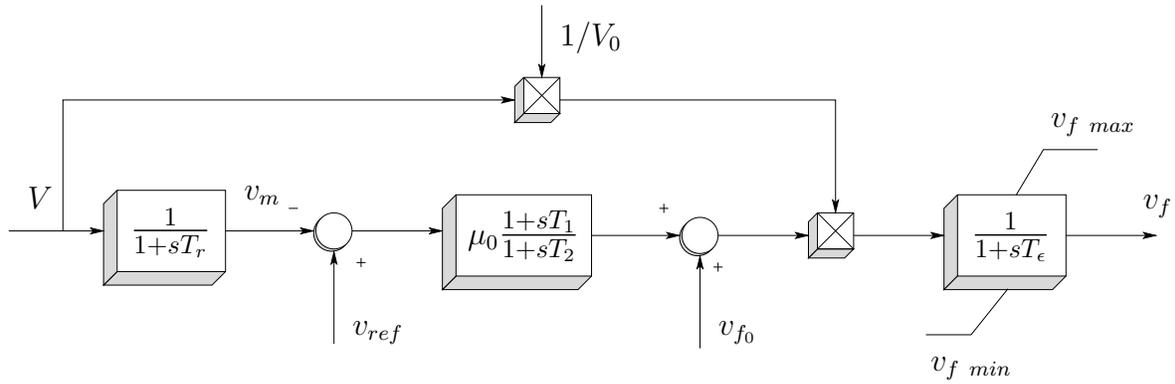


Figura 4.5: Diagrama de blocos do RAT tipo III.

$$\dot{v}_m = \frac{1}{T_r} [V - v_m] \quad (4.31)$$

$$\dot{v}_r = \frac{1}{T_2} \left[\mu_o \left(1 - \frac{T_1}{T_2} \right) (v_{ref} - v_m) - v_r \right] \quad (4.32)$$

$$\dot{v}_f = \frac{1}{T_e} \left[\left(v_r + \mu_o \frac{T_1}{T_2} (v_{ref} - v_m) + v_{f0} \right) \frac{V}{V_0} - v_f \right] \quad (4.33)$$

Toda a simbologia adotada para descrever os parâmetros do RAT, encontram-se no Apêndice B.

4.5.3 Regulador de Turbina

O PSAT possui dois diferentes modelos de reguladores de turbina (RT) [55]. Aqui é apresentado somente o modelo utilizado nas simulações, que trata-se do RT tipo II. Os parâmetros do RT utilizados, encontram-se no Apêndice C. O RT tipo II está descrito na Figura 4.6 e pelas equações seguintes:

$$\dot{t}_g = \frac{1}{T_2} \left[\frac{1}{R} \left(1 - \frac{T_1}{T_2} \right) (\omega_{ref} - \omega) - t_g \right] \quad (4.34)$$

$$T_{mech}^* = t_g + \frac{1}{R} \frac{T_1}{T_2} (\omega_{ref} - \omega) + T_{mech0} \quad (4.35)$$

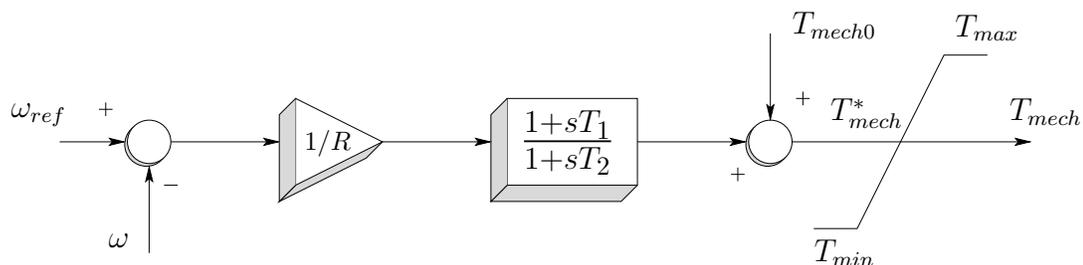


Figura 4.6: Diagrama de blocos do RT tipo II.

considerando

$$T_{mech} = \begin{cases} T_{mech}^* & \text{se } T_{min} \leq T_{mech}^* \leq T_{max} \\ T_{max} & \text{se } T_{mech}^* > T_{max} \\ T_{min} & \text{se } T_{mech}^* < T_{min} \end{cases}$$

4.5.4 Linha de Transmissão

Representaremos uma linha de transmissão nas simulações com seus parâmetros fixos (resistência, reatância e capacitância). Utilizando o modelo equivalente π , temos que a reatância indutiva série da linha é dada por jX e a reatância capacitiva paralela por $jB/2$, como mostrado na Figura 4.7.

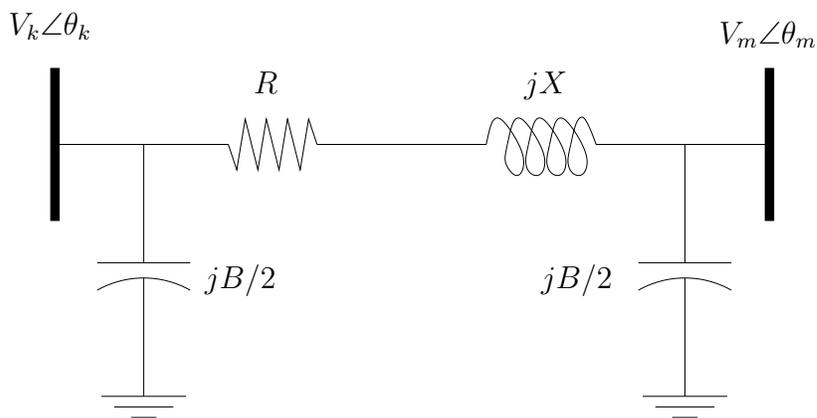


Figura 4.7: Linha de transmissão representada pelo modelo equivalente π .

As equações de injeção de potência nas barras são dadas por:

$$\begin{aligned} P_k &= V_k \sum_{m \in \lambda} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ Q_k &= V_k \sum_{m \in \lambda} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} + B_{km} \cos \theta_{km}) \end{aligned} \quad (4.36)$$

em que:

- $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$
- λ é o conjunto formado pela barra k mais todas as barras m conectadas a ela.
- $Y = G + jB$ é a matriz admitância nodal composta pelas matrizes condutância nodal (G) e susceptância nodal (B).

4.5.5 Carga

O modelo de carga conhecido como modelo ZIP foi utilizado nas simulações e que tem sido muito utilizado em estudos de estabilidade, sendo constituído dos seguintes componentes: impedância constante (Z), corrente constante (I), e potência constante (P). Os parâmetros desse modelo são os coeficientes p_1 a p_3 e q_1 a q_3 , os quais definem a proporção de cada componente. Este modelo representa a dependência da carga da magnitude da tensão, como mostra as equações abaixo:

$$P = [p_1 V^2 + p_2 V + p_3] P_0 \quad (4.37)$$

$$Q = [q_1 V^2 + q_2 V + q_3] Q_0 \quad (4.38)$$

4.6 Modelos Implementados no PSAT

Nesta seção são mostrados os modelos do controlador UPFC e do estabilizador POD apresentados no Capítulo 3, os quais foram implementados no programa PSAT.

4.6.1 UPFC

Os modelos de controladores FACTS existentes no PSAT são baseados na suposição que as tensões e correntes são ondas senoidais balanceadas, operando perto da frequência fundamental [57]. Apesar de já estarem implementados, alguns controladores apresentam problemas de convergência no fluxo de potência e na simulação no tempo. Assim, visando contornar esses problemas, preferiu-se optar por implementar um outro tipo de modelo do UPFC que fosse baseado em injeção de potência, como o apresentado na figura 3.7. Para isso, modificações foram realizadas no programa original do PSAT¹ de modo a adequar o modelo apresentado do UPFC ao funcionamento do programa. A Figura 4.8 mostra a inclusão desse novo controlador na biblioteca² de controladores FACTS do PSAT. Os parâmetros do UPFC encontram-se na Figura 4.9 e no Apêndice D.

Com base na Figura 3.9, podemos extrair do diagrama de blocos as equações diferenciais que representam o modelo do UPFC, dadas por:

$$\dot{v}_p = \frac{1}{T_r} [v_{p0} + v_{pod} - v_p] \quad (4.39)$$

$$\dot{v}_q = \frac{1}{T_r} [v_{q0} + v_{pod} - v_q] \quad (4.40)$$

$$\dot{i}_q = \frac{1}{T_r} [K_r (V_{ref} + v_{pod} - V_i) - i_q] \quad (4.41)$$

4.6.2 POD

O PSAT dispõe de uma biblioteca que reúne vários tipos de controladores. Nessa biblioteca encontra-se o estabilizador PSS de estrutura e função similares ao do controlador POD, sendo que o PSS deve ser conectado aos geradores síncronos. No entanto, existem alguns casos em que o PSS não se mostra como a melhor opção para amortecer oscilações, como por exemplo,

¹Foi preciso modificar e criar alguns arquivos localizados no mesmo diretório onde o PSAT foi instalado, sendo que os modificados são: psat.m, fm_lib.mdl, fm_upfc.m, fm_var.m, fm_sim.m, fm_out.m, fm_report.m, comp.ini, fcomp.ini, namevar.ini, fex_abcd.m, fex_lineflows.m, fm_spf.m, fm_dynidx.m, fm_dynlf.m, fm_inilf.m, fm_base.m, fm_inout.m, fm_block.m, fm_draw.m, fm_ncomp.m, e os arquivos criados são: fm_upfcin.m, fm_pod.m.

²Outros controladores FACTS tais como o SVC, STATCOM, e o SSSC também foram implementados, servindo de aprendizagem para que posteriormente fosse incluído o UPFC. Entretanto, como o foco desse trabalho reside no estudo do UPFC, preferiu-se abordar somente este controlador.

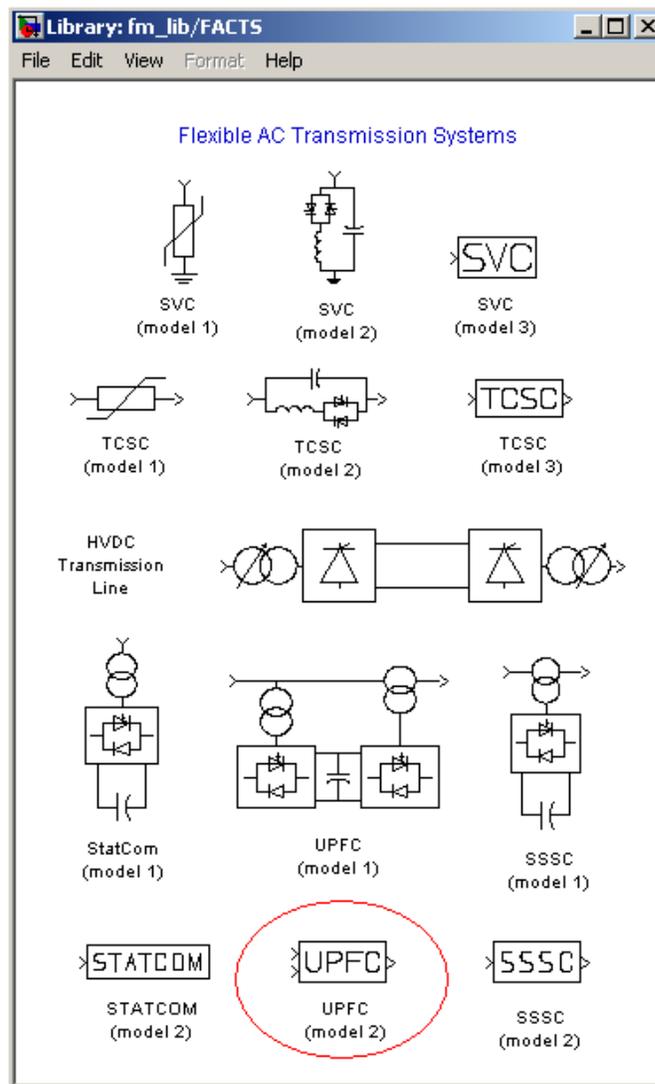


Figura 4.8: Biblioteca de controladores FACTS contendo o novo bloco do UPFC.

oscilações de modo interárea. Sendo assim, para que o modelo do UPFC apresentado seja uma opção efetiva para o amortecimento de oscilações, o mesmo tem que ser equipado com um controlador POD. Como o PSAT não dispõe de tal controlador, este teve também que ser implementado. A Figura 4.10 mostra a inclusão do controlador POD na biblioteca de controles do PSAT. Os parâmetros de ajuste desse controlador são descritos na Figura 4.11 e no Apêndice B. Nota-se que pode-se escolher vários tipos de sinais como entrada do controlador POD (velocidade, ângulo, tensão, corrente, e potência).

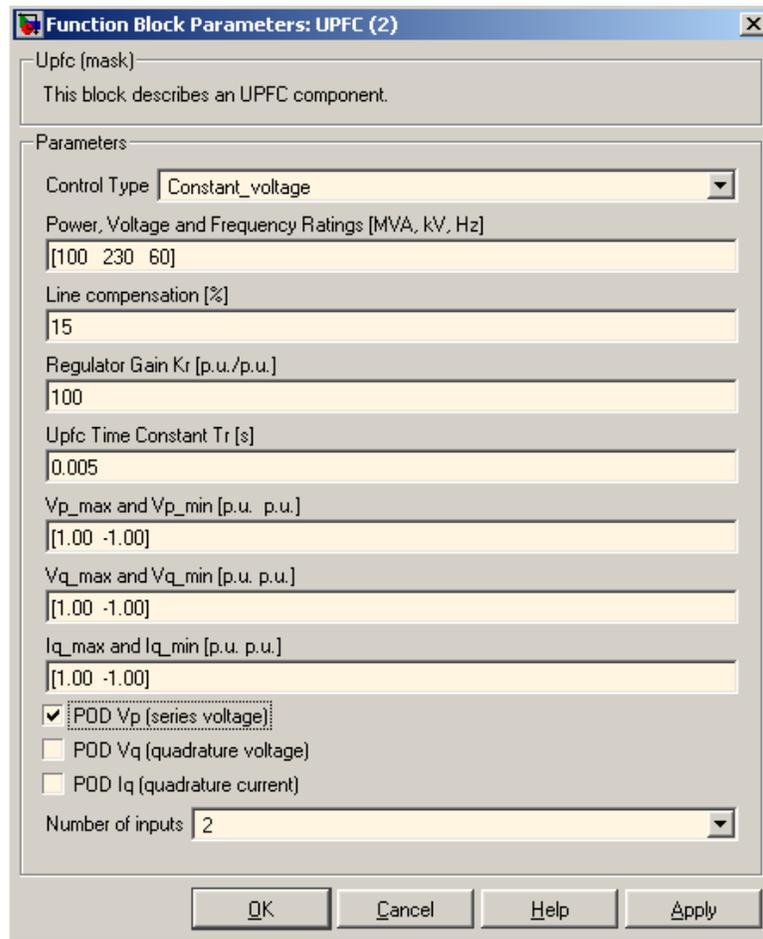


Figura 4.9: Parâmetros de entrada do controlador UPFC.

O modelo do POD está representado pelas equações diferenciais (4.42) à (4.45), podendo ser extraídas do diagrama de blocos ilustrado pela Figura 4.12.

$$\dot{v}_1 = -\frac{1}{T_w} [K_s v_{SI} + v_1] \quad (4.42)$$

$$\dot{v}_2 = \frac{1}{T_2} \left[\left(1 - \frac{T_1}{T_2}\right) (K_s v_{SI} + v_1) - v_2 \right] \quad (4.43)$$

$$\dot{v}_3 = \frac{1}{T_4} \left[\left(1 - \frac{T_3}{T_4}\right) \left[v_2 + \frac{T_1}{T_2} (v_{SI} K_s + v_1) \right] - v_3 \right] \quad (4.44)$$

$$v_s = v_3 + \frac{T_3}{T_4} \left[v_2 + \frac{T_1}{T_2} (v_{SI} K_s + v_1) \right] \quad (4.45)$$

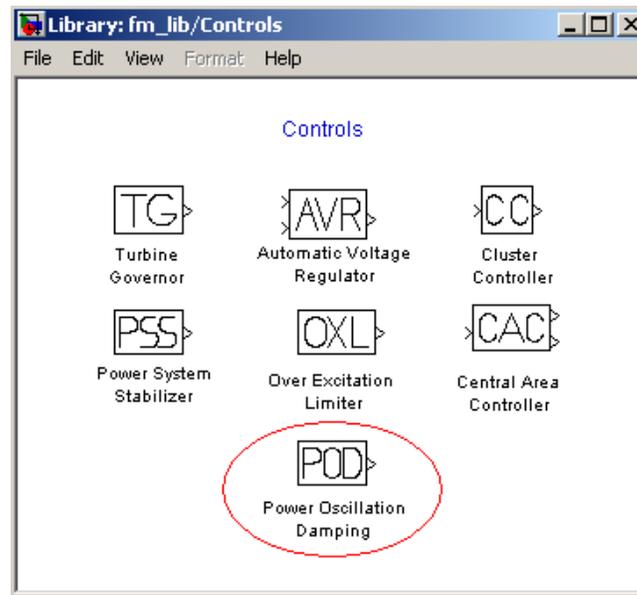


Figura 4.10: Biblioteca de controle do PSAT contendo o bloco POD.

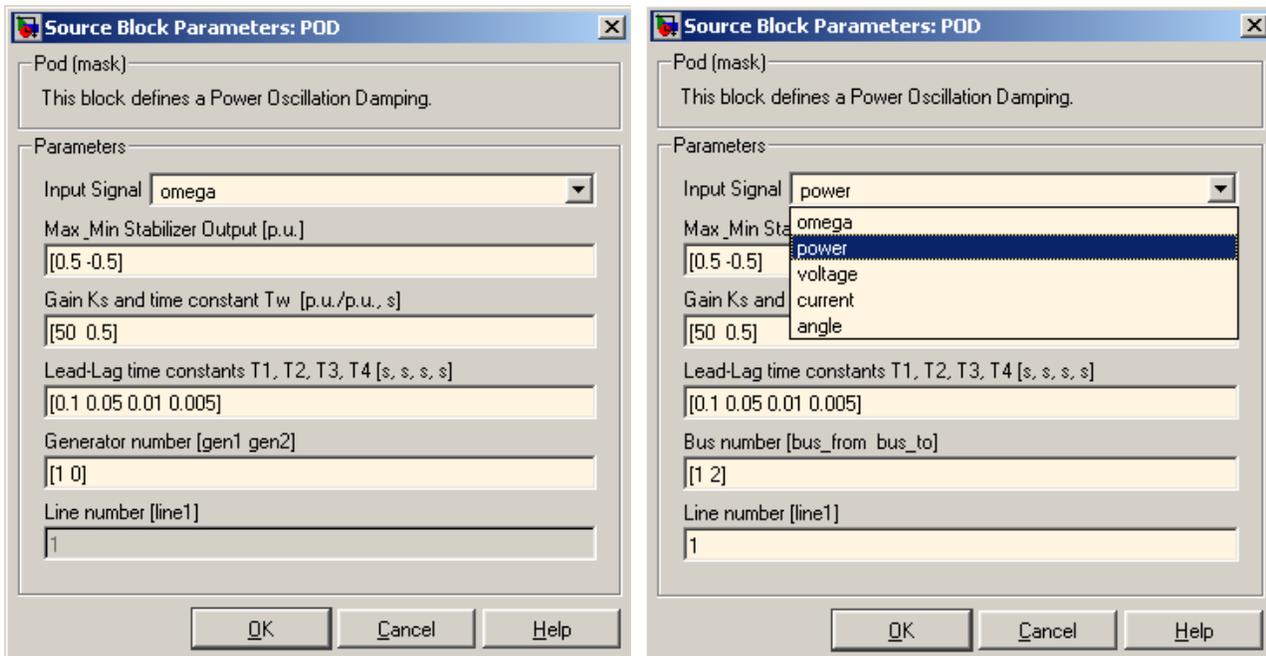


Figura 4.11: Parâmetros de entrada do controlador POD.

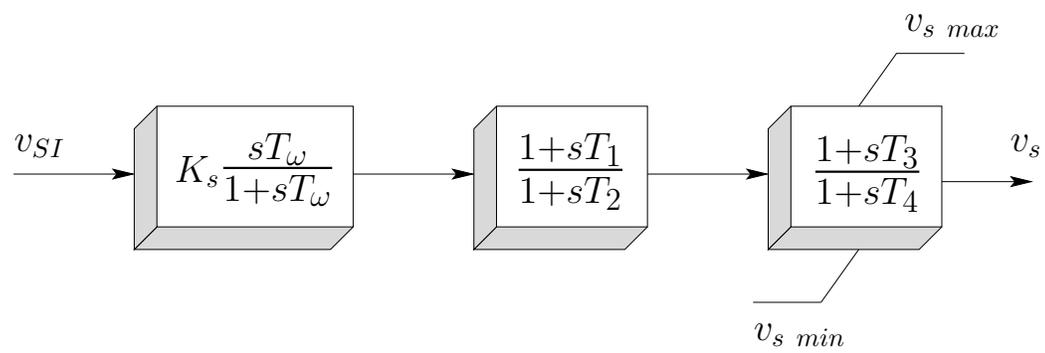


Figura 4.12: Diagrama de blocos do controlador POD.

Capítulo 5

Simulações, Análises e Resultados

5.1 Introdução

NESTE capítulo são realizados estudos do problema de oscilações eletromecânicas de baixa frequência sob condições de pequenas e grandes perturbações. As análises dinâmicas de pequenas perturbações são realizadas com o MSP, considerando o sistema linearizado e representado na forma de espaço de estados. Também é utilizado o programa PSAT para fazer análises no domínio do tempo, considerando os modelos do UPFC e do POD implementados. Diversos controladores POD são projetados para a modulação de diferentes parâmetros do UPFC, considerando tanto sinais remotos quanto sinais locais. Os projetos são baseados na análise modal, gráficos do lugar das raízes, e técnicas de resposta no domínio do tempo.

5.2 Sistema Máquina - Barramento Infinito

Este sistema investigado está ilustrado na Figura 5.1. Tal sistema é composto por um gerador síncrono, seguido de um transformador elevador conectado a um barramento infinito. A linha de transmissão é modelada por uma reatância puramente indutiva. O gerador é representado por um modelo de 3^a ordem equipado com um regulador automático de tensão modelado por uma função de transferência de 1^a ordem. Um UPFC está localizado entre as barras i e j , situando-se no ponto médio da linha de transmissão. O ponto de operação base corresponde

a uma situação em que o gerador síncrono entrega 0,6 p.u. de potência ativa ao barramento infinito. Os dados desse sistema encontram-se no Apêndice C.

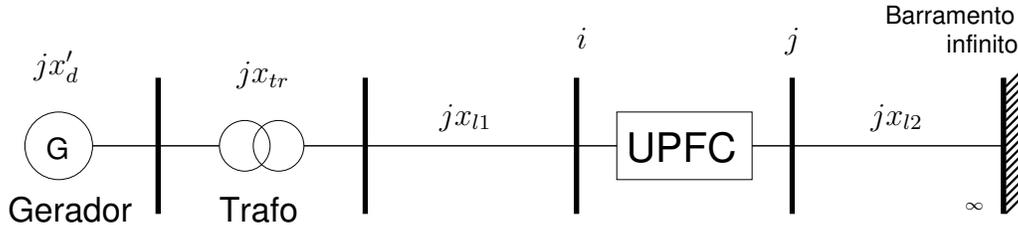


Figura 5.1: Sistema máquina - barramento infinito incluindo um UPFC.

5.2.1 Análise dos Autovalores

A Tabela 5.1 mostra os autovalores associados ao modo eletromecânico para duas configurações desse sistema. É verificado no primeiro caso, que o sistema sem o controlador UPFC possui um amortecimento negativo e, portanto, configura-se como um sistema instável. Para o segundo caso, em que o UPFC está instalado, observa-se que o sistema é estável, apesar de possuir um baixo amortecimento do modo eletromecânico ($\zeta < 5\%$).

Tabela 5.1: Característica do modo eletromecânico.

Sistema	Autovalores (λ)	Frequência (ω_n)	Amortecimento (ζ)
Sem UPFC	$+0,0577 \pm j5,3154$	0,85 (Hz)	-1,09%
Com UPFC	$-0,1064 \pm j5,2505$	0,84 (Hz)	+2,03%

5.2.2 Análise Paramétrica

As análises paramétricas realizadas para esse sistema têm como objetivo mostrar o comportamento do sistema quando submetido a variações de alguns de seus parâmetros, assim como os do UPFC. Os principais parâmetros do UPFC, como o grau de compensação série (C_p), o ganho do regulador de tensão (K_r), e a tensão de referência desse regulador (V_{ref}), são analisados mostrando a influência no comportamento do modo eletromecânico do sistema em regime permanente.

Carregamento do sistema (μ)

Com a variação desse parâmetro do sistema, pode-se observar o efeito do regulador automático de tensão, conforme o carregamento do sistema vai sendo incrementado. As análises via torques sincronizante e torque de amortecimento podem ser realizadas com base no comportamento dos autovalores associados ao modo eletromecânico. A parte real dos autovalores é diretamente proporcional ao amortecimento (ver (2.6) e (2.7)), enquanto que a parte imaginária é proporcional à frequência de oscilação natural do sistema. Assim, podemos associar a parte real dos autovalores ao torque de amortecimento e a frequência ao torque sincronizante.

Para carregamentos leves, o regulador automático de tensão introduz torque de amortecimento positivo e para carregamentos mais elevados, ele introduz torque de amortecimento negativo. O torque sincronizante líquido presente para esse sistema é sempre positivo, embora o regulador automático de tensão introduza torque negativo para carregamentos leves. As Figuras 5.2.2 (a) e 5.2.2 (b) mostram a trajetória dos autovalores críticos associados ao modo eletromecânico. Observa-se que o sistema perde a estabilidade por falta de torque de amortecimento quando um par autovalores complexo conjugado cruza o eixo imaginário. A trajetória desses autovalores no plano complexo é ilustrada na Figura 5.3.

Grau de Compensação Série (C_p)

O grau de compensação série é definido como o percentual da reatância indutiva da linha de transmissão a ser compensada. Desta forma, variando esse parâmetro podemos analisar seu impacto no comportamento do modo eletromecânico quanto ao seu amortecimento. Na Figura 5.4 é mostrado a trajetória da parte real dos autovalores críticos associados a esse modo quando C_p é variado de 10% a 90%. Conforme o grau de compensação é aumentado, uma melhora do amortecimento do sistema é observado.

A Figura 5.5 exhibe o módulo da tensão \hat{V}_s injetada pelo conversor série do UPFC para valores de compensação entre 10% e 90 %. Verifica-se que quanto maior a compensação série da linha de transmissão, maior é a tensão série injetada pelo conversor.

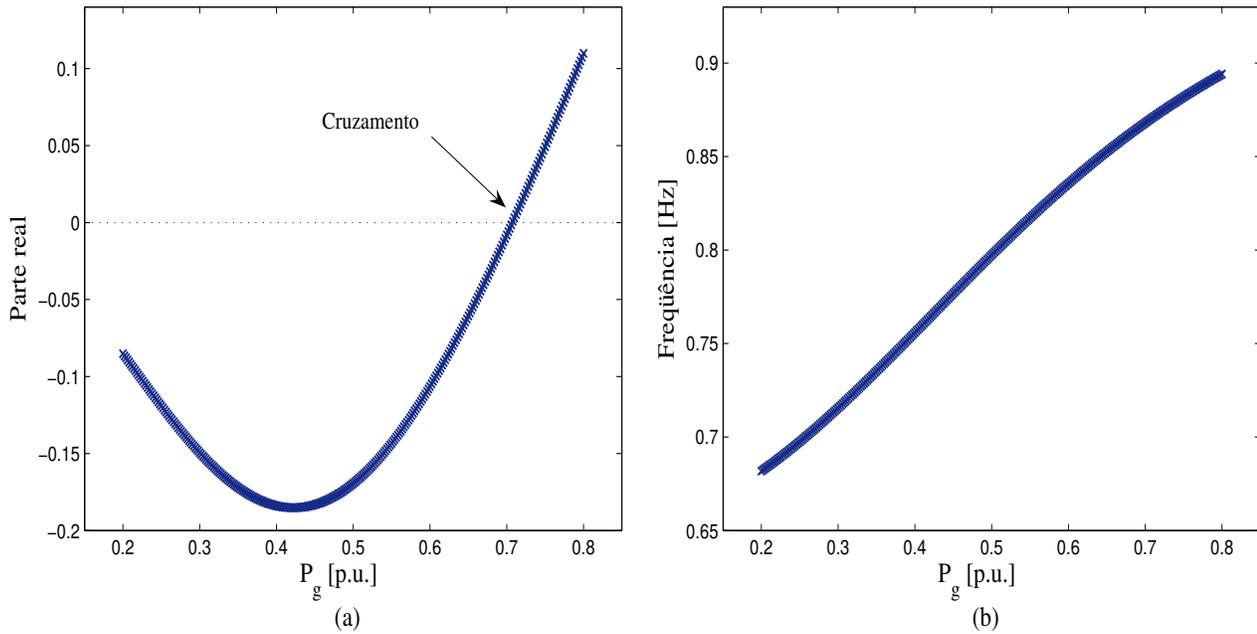


Figura 5.2: Autovalores em função de μ : (a) Parte real (b) Freqüência.

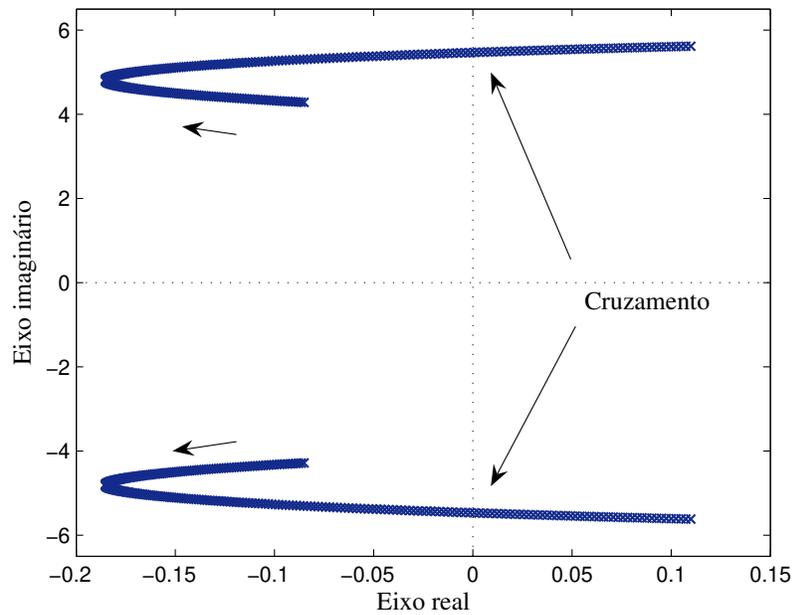
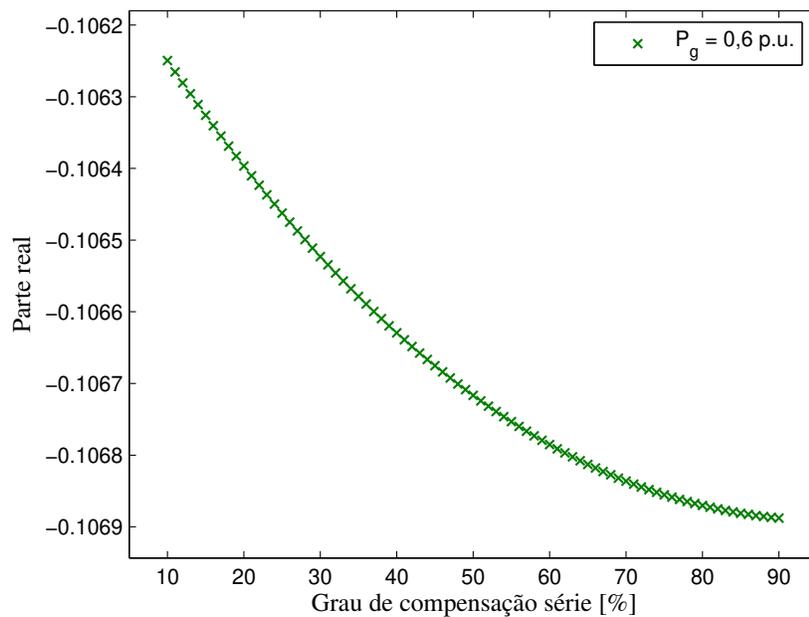
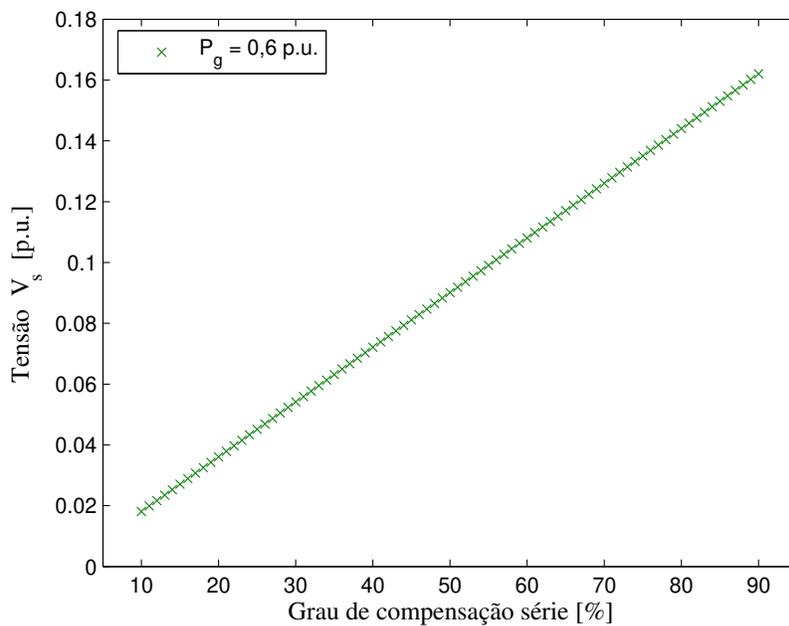


Figura 5.3: Trajetória dos autovalores.

Ganho do Regulador de Tensão do UPFC (K_r)

Uma das principais funções do conversor em paralelo é de fazer a regulação automática de tensão através de um controlador de ganho estático K_r . Embora para altos ganhos do regulador

Figura 5.4: Parte real dos autovalores em função de C_p .Figura 5.5: Módulo da tensão injetada \hat{V}_s em função de C_p .

seja importante para diminuir a diferença entre o valor da tensão de referência V_{ref} e o valor da tensão controlada V em regime permanente, essa ação faz com que o controlador fique mais

susceptível a operar nos seus limites quando sujeito à variações.

As Figuras 5.6 e 5.7 mostram a variação do ganho K_r de 10 a 100 para um carregamento do sistema de 0,6 p.u. Como pode-se verificar, o aumento do ganho acarreta em uma melhora do amortecimento do sistema, como mostra a trajetória da parte real dos autovalores associados ao modo eletromecânico. Já a Figura 5.7 exibe uma diminuição do módulo da parte imaginária dos autovalores críticos, traduzindo em uma diminuição do torque sincronizante do sistema.

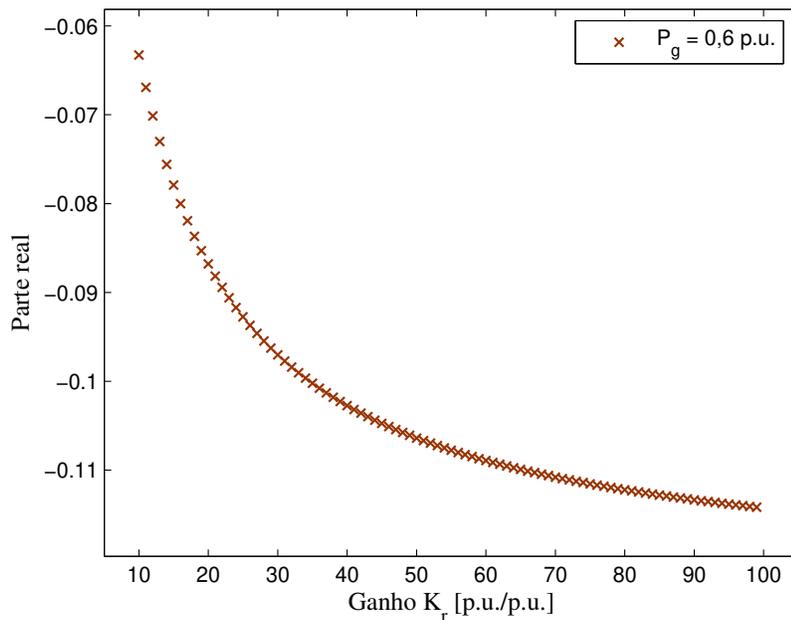


Figura 5.6: Parte real dos autovalores em função de K_r .

Tensão de Referência do Regulador de Tensão do UPFC (V_{ref})

A tensão de referência V_{ref} do UPFC especifica o valor da tensão controlada V em regime permanente. Como já mencionado no subitem anterior, existirá sempre um erro de regime entre essas tensões, uma vez que o controlador atua apenas diminuindo a diferença entre esses valores.

A Figura 5.8 apresenta a parte real dos autovalores críticos relacionados ao modo eletromecânico para uma variação de V_{ref} entre 0,9 p.u. e 1,15 p.u. Essa curva foi levantada para um carregamento de 0,6 p.u. A medida que essa tensão é aumentada, o amortecimento do sistema

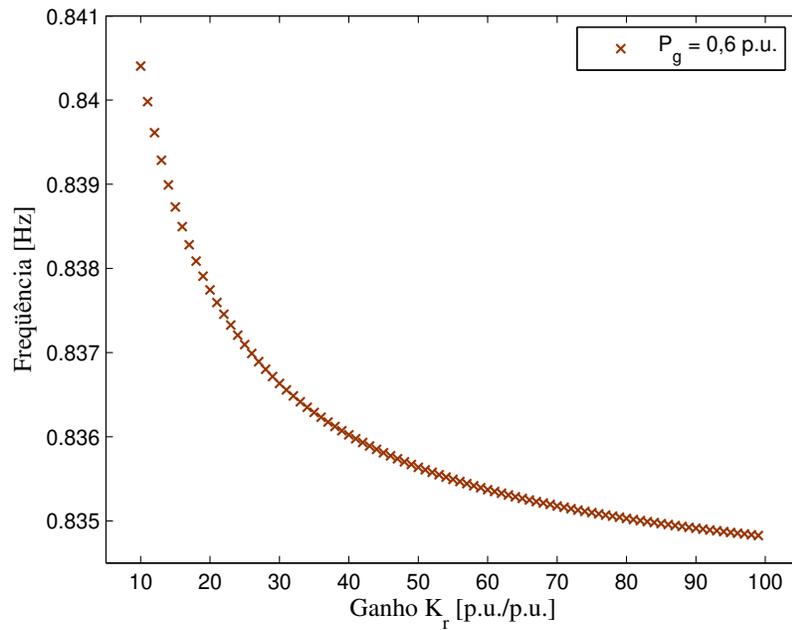


Figura 5.7: Módulo da parte imaginária dos autovalores em função de K_r .

é melhorado até um valor de V_{ref} próximo de 1,08 p.u., sendo depois invertido o sentido da trajetória dos autovalores, provocando uma piora no amortecimento do sistema.

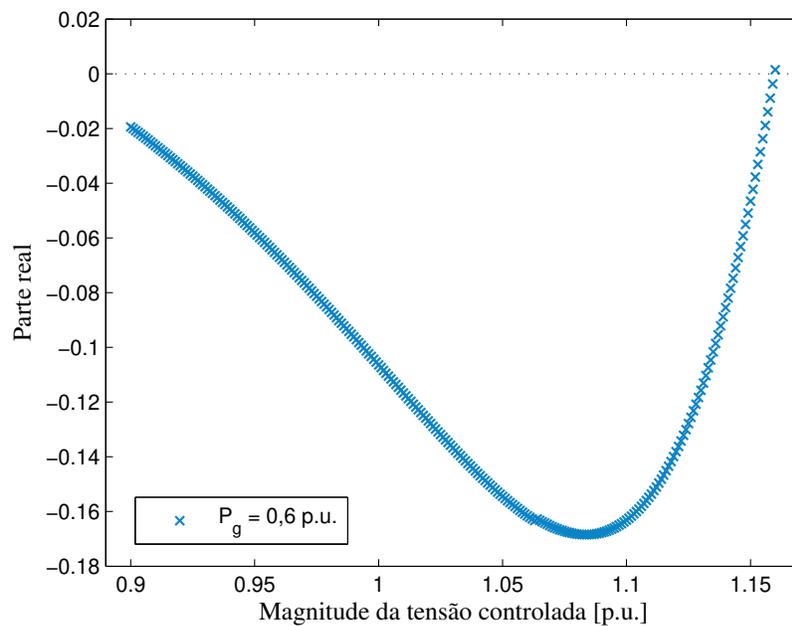


Figura 5.8: Parte real dos autovalores em função de V_{ref} .

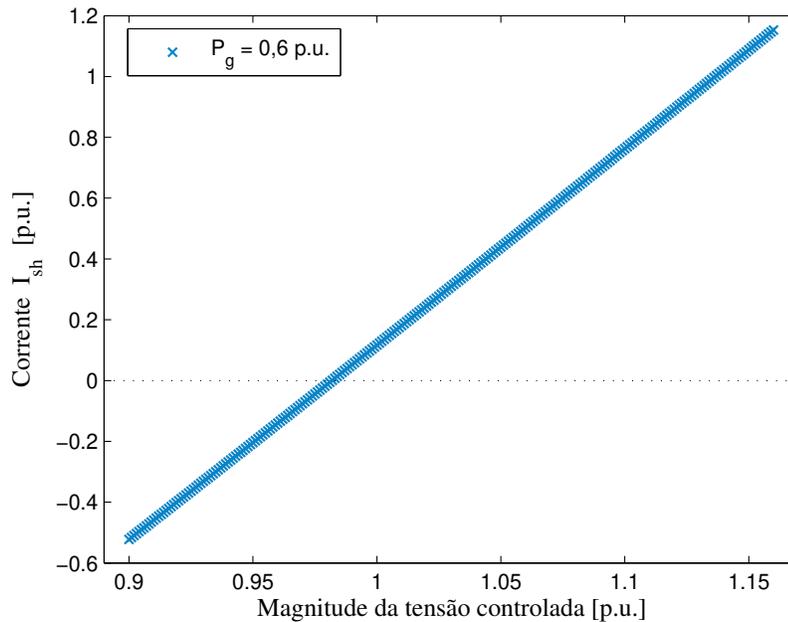


Figura 5.9: Corrente \hat{I}_{sh} em função de V_{ref} .

A Figura 5.9 mostra o comportamento da corrente injetada \hat{I}_{sh} pelo UPFC considerando uma variação de V_{ref} entre 0,9 p.u. e 1,1 p.u. Nessa faixa de operação o conversor em paralelo do UPFC atua tanto absorvendo (corrente negativa), quanto injetando potência reativa no sistema (corrente positiva).

5.2.3 Análise do Perfil de Tensão

Para esse tipo de análise, são mostrados os efeitos dos conversores série e em paralelo do UPFC na melhoria do perfil de tensão ao longo da linha de transmissão, para o sistema apresentado na Figura 5.1. Para todas as figuras plotadas neste item, o perfil de tensão foi levantado considerando diferentes carregamentos do sistema entre 0,2 p.u. e 1,0 p.u. Na Figura 5.10 é exibido o perfil de tensão do sistema sem o controlador UPFC. O menor valor de tensão alcançado para essa configuração foi de 0,948 p.u. As tensões em cada curva foram obtidas para distâncias elétricas discretas de 0,1 p.u. vistas pelo gerador. Como as tensões tanto no lado do gerador, quanto na barra infinita estão em 1,0 p.u., intuitivamente o menor perfil de tensão se dá justamente no ponto médio da linha. Essa seria a localização ideal para a instalação

de dispositivos *shunts*, tais como banco de capacitores e controladores FACTS como o SVC, STATCOM e o UPFC.

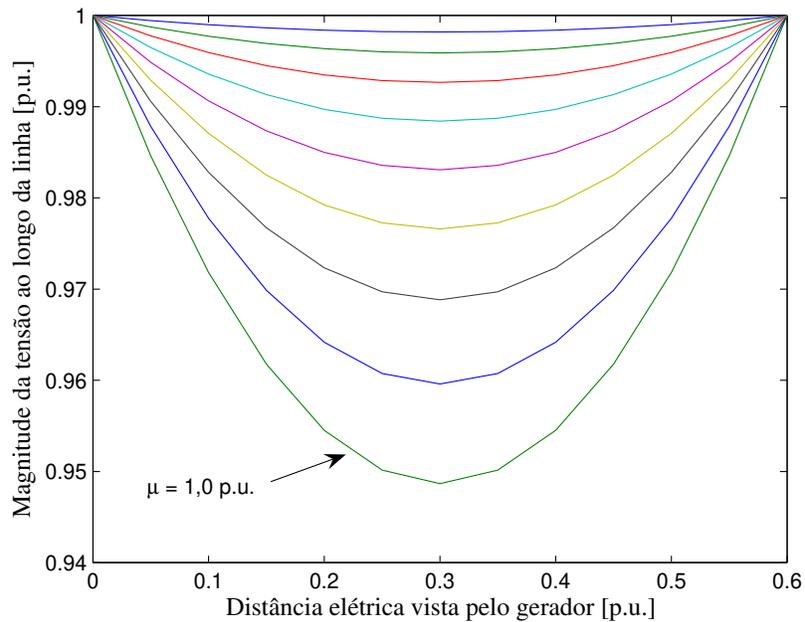


Figura 5.10: Perfil de tensão ao longo da linha.

Supondo que o UPFC seja instalado no ponto médio da linha de transmissão e que o conversor série seja desativado. Analisando somente a influência do conversor em paralelo, a Figura 5.11 mostra o perfil de tensão para o sistema com o UPFC nessas condições apresentadas. A tensão de referência do UPFC é fixada em 1,0 p.u. para todos os carregamentos considerados. Percebe-se que o UPFC consegue melhorar o perfil de tensão do sistema, sendo o menor valor de tensão verificado foi 0,988 p.u.

Para esse sistema estudado, a melhor localização física para a instalação de um dispositivo com a finalidade de melhorar o perfil de tensão, situa-se no ponto médio da linha de transmissão. Entretanto, a instalação nesse local desejado nem sempre é de possível acesso, seja por diversos motivos. Quando a instalação se dá em outro ponto, o resultado fica aquém do ótimo esperado. A Figura 5.12 mostra o perfil de tensão considerando que a instalação do UPFC a esquerda do ponto ótimo (a uma distância elétrica de 0,2 p.u. do gerador). O menor valor de tensão registrado foi de 0,979 p.u.

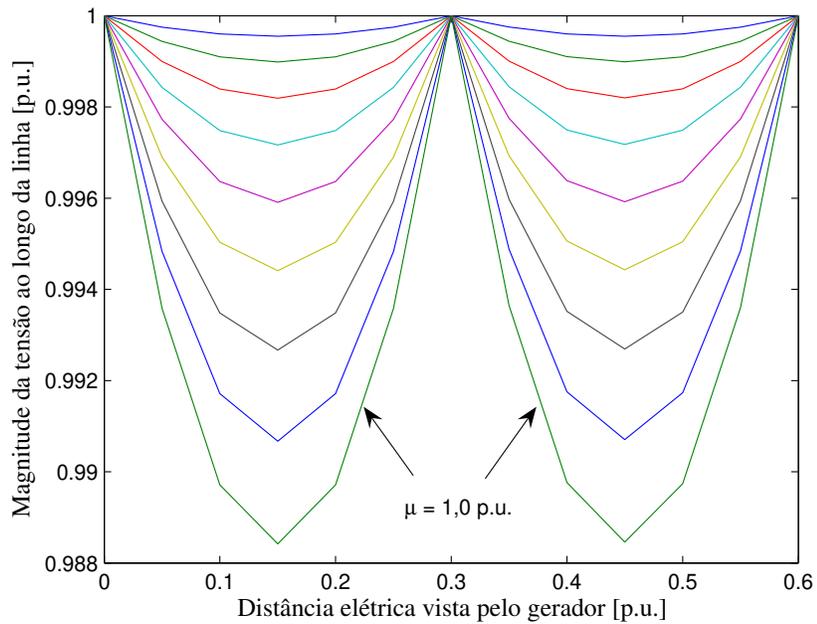


Figura 5.11: Perfil de tensão incluindo o UPFC ao longo da linha.

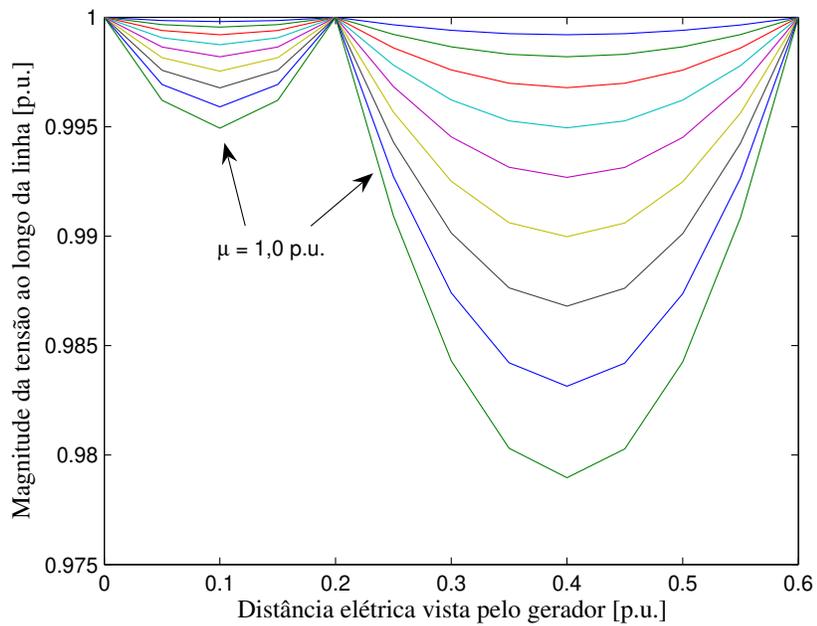


Figura 5.12: Perfil de tensão incluindo o UPFC.

Até o presente caso, foi analisado somente a influência do conversor em paralelo do UPFC na melhoria do perfil de tensão do sistema. O seu desempenho examinado é bem semelhante

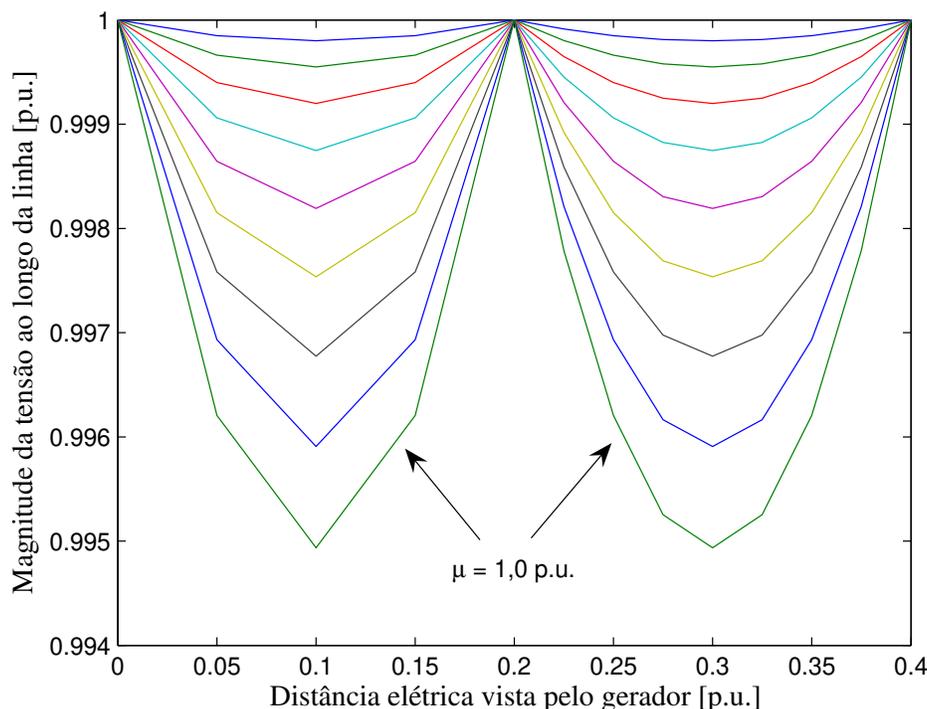


Figura 5.13: Perfil de tensão incluindo o UPFC compensado ao longo da linha.

ao do controlador STATCOM. O UPFC possui ainda, a vantagem de fazer com que o local onde ele encontra-se instalado seja eletricamente no ponto médio da linha de transmissão. Para isso, é necessário que a compensação da linha seja feita pelo conversor série. A Figura 5.13 apresenta o perfil de tensão para a mesma situação anterior em que o UPFC situa-se a esquerda do ponto médio da linha, mas equidistante eletricamente do centro. O perfil de tensão mostrado na Figura 5.13 foi melhorado comparando com as Figuras 5.11 e 5.12, pois agora os dois conversores do UPFC atuam conjuntamente. A menor tensão registrada para esse caso foi de 0,995 p.u.

5.2.4 Projeto dos Controladores POD

A escolha de um sinal de entrada apropriado é de fundamental importância no projeto de um controlador efetivo e robusto. Com base nisso, diferentes sinais foram considerados como entrada dos controladores POD. Foram empregados tanto um sinal local, como o desvio de fluxo

de potência na linha de transmissão ΔP_L , quanto um sinal remoto, como o desvio de velocidade angular do rotor $\Delta\omega$. Para os projetos, considerando esse sistema, o ganho do controlador POD foi ajustado para fornecer um amortecimento de 20% ao modo eletromecânico no caso base (0,6 p.u.).

Os controladores POD foram projetados através do método da resposta em frequência baseado no gráfico de Bode, utilizando os conceitos de Margem de Fase (MF) e Margem de Ganho (MG).

Considere o projeto no qual a velocidade do rotor é escolhida como sinal de entrada para modulação do parâmetro v_q . Nesse caso a função de transferência de malha aberta a ser compensada é $\Delta\omega(s)/\Delta V_{\text{POD}-V_q}(s)$. Como pode ser visto na Figura 5.14, o sinal da velocidade não precisa de compensação de fase, pois a fase na frequência crítica de 0,84 Hz é próxima de 0° . Dessa forma, um ganho puro é suficiente para produzir torque de amortecimento no eixo do gerador e, então, o ganho do estabilizador é aumentado até que seja obtido o amortecimento especificado (20%). Assim, é obtido o gráfico da função de transferência compensada (também mostrado na Figura 5.14) possuindo boa margem de fase e de ganho de forma a garantir bom desempenho do sistema em malha fechada.

Realizando o procedimento descrito acima e novamente utilizando a velocidade do rotor como sinal de entrada, dois outros controladores POD foram projetados; um para modulação de v_p , e outro para modulação de i_q . Os parâmetros dos controladores projetados são fornecidos na Tabela 5.2. Para todos estabilizadores, T_w vale 3s.

Tabela 5.2: Parâmetros dos controladores POD derivados de $\Delta\omega$

Controlador POD	K_s (p.u./p.u.)	T_1 (s)	T_2 (s)
POD ₁ – V _p	110	0,2411	0,1514
POD ₁ – V _q	25,2	1,0	1,0
POD ₁ – I _q	-7,97	0,3091	0,1173

Considere agora um projeto no qual o fluxo de potência na linha de transmissão é escolhido como sinal de entrada do POD para modulação do parâmetro v_q . Nesse caso, a função de transferência a ser compensada é $\Delta P_L(s)/\Delta V_{\text{POD}-V_q}(s)$. O gráfico da resposta em frequência dessa função é mostrado na Figura 5.15. Observe que o sinal da potência precisa em torno

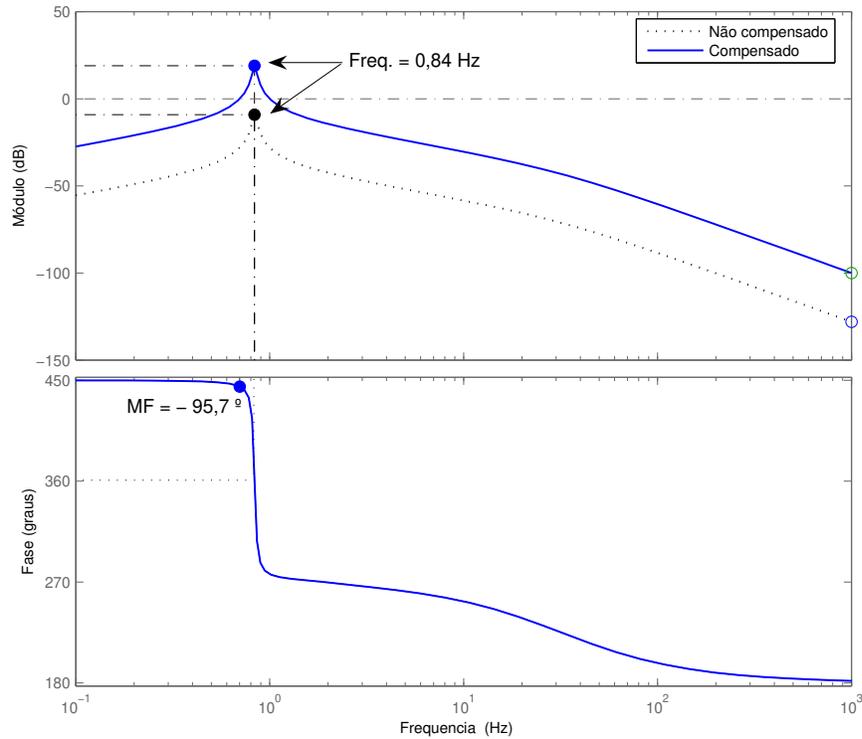


Figura 5.14: Resposta em frequência para $\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta V_{\text{POD}-V_q}(s)}$ e $\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta V_{\text{POD}-V_q}(s)} \cdot \text{POD} - V_q(s)$.

de 90° de compensação de fase em atraso. O gráfico de Bode da função de transferência adequadamente compensada também é mostrado na Figura 5.15. Como no caso da velocidade, também foram projetados controladores POD derivados do sinal da potência para modulação dos outros dois parâmetros do UPFC (ver Tabela 5.3).

Tabela 5.3: Parâmetros dos controladores POD derivados de ΔP_L

Controlador POD	K_s (p.u./p.u.)	T_1 (s)	T_2 (s)
POD ₂ - V _p	-10,5	0,1064	0,3407
POD ₂ - V _q	-2,85	0,0781	0,4644
POD ₂ - I _q	0,685	0,1376	0,2634

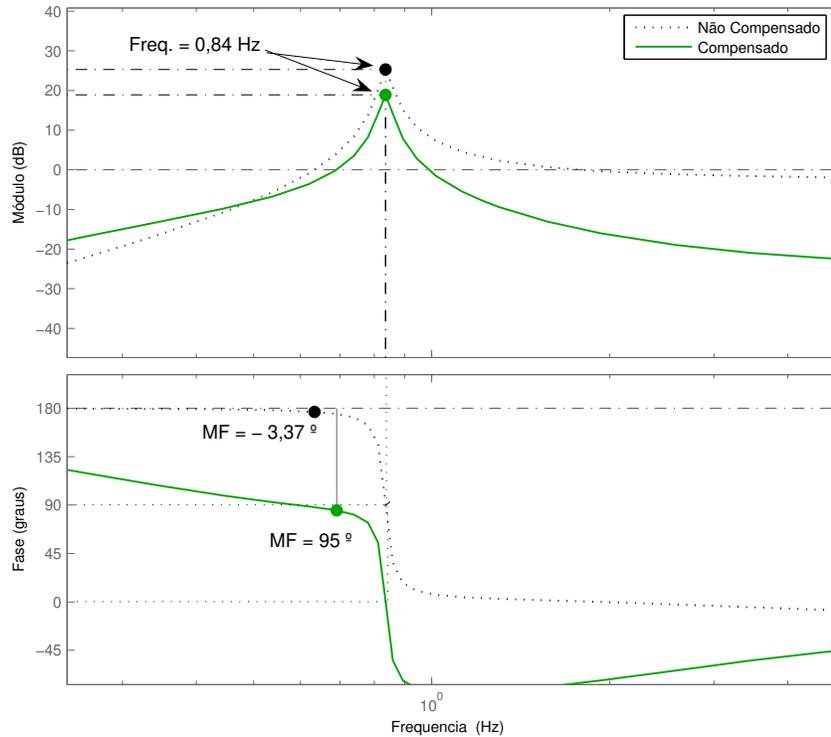


Figura 5.15: Resposta em frequência para $\frac{\Delta P_L(s)}{\Delta V_{\text{POD}-V_q}(s)}$ e $\frac{\Delta P_L(s)}{\Delta V_{\text{POD}-V_q}(s)} \cdot \text{POD} - V_q(s)$.

5.2.5 Avaliação da Eficiência dos Controladores

Respostas ao degrau, considerando o sistema linearizado, permitem avaliar a eficiência dos controladores POD projetados. Todos os gráficos apresentados neste item foram obtidos para aplicação de um degrau de 10% na potência mecânica do gerador ($\Delta P_{mec} = 10\%$).

Caso base

Neste caso o gerador está entregando 0,6 p.u. de potência ativa ao barramento infinito. A Figura 5.16 apresenta o gráfico do desvio de velocidade do rotor para quatro configurações, UPFC sem POD, UPFC com $\text{POD}_1 - V_p$, UPFC com $\text{POD}_1 - V_q$, e UPFC com $\text{POD}_1 - I_q$. Observe que sem POD as oscilações são fracamente amortecidas. Por outro lado, os três controladores derivados do sinal da velocidade amortecem as oscilações de forma bastante

satisfatória. Observe também que, no carregamento base, o desempenho dos três controladores é bastante semelhante.

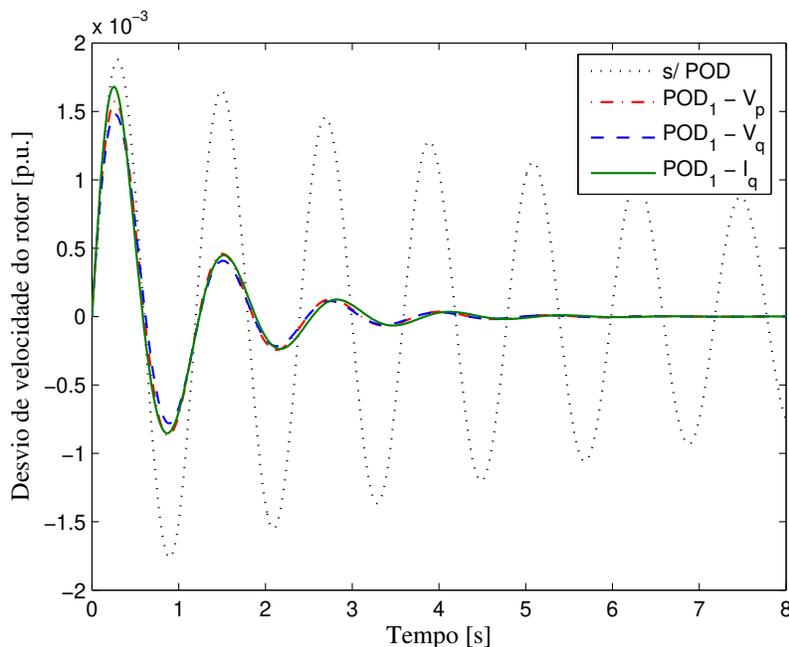


Figura 5.16: Resposta ao degrau em 0,6 p.u. para PODs derivados da velocidade.

Na Figura 5.17 é apresentado o gráfico do desvio de potência na linha para o UPFC sem POD, UPFC com $\text{POD}_2 - V_p$, UPFC $\text{POD}_2 - V_q$, e UPFC com $\text{POD}_2 - I_q$. Note que os controladores derivados do sinal da potência também apresentam bons desempenhos para o amortecimento de oscilações eletromecânicas.

Carregamento elevado

Neste caso o gerador está entregando 1,0 p.u. de potência ativa ao barramento infinito. Na Figura 5.18 é mostrado o comportamento da velocidade do rotor para quatro configurações. Note que o sistema sem POD é instável. Observe também que as oscilações são amortecidas mais rapidamente quando o UPFC está equipado com o $\text{POD}_1 - V_p$ seguido pelo $\text{POD}_1 - V_q$.

O desvio de potência na linha para outras configurações é mostrado na Figura 5.19. Assim como no caso dos POD derivados do sinal da velocidade do rotor, o POD derivado do sinal da potência que exibe o melhor desempenho é também o que modula a tensão em fase com a

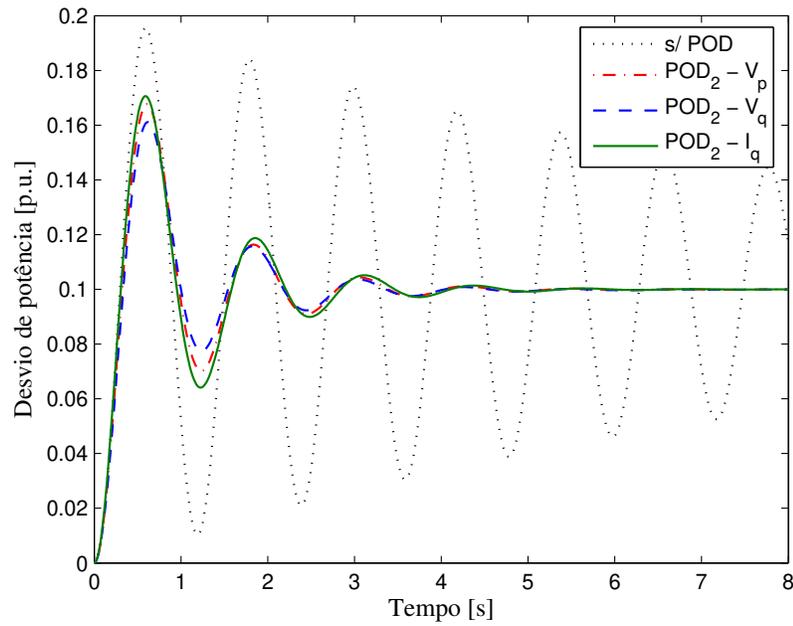


Figura 5.17: Resposta ao degrau em 0,6 p.u. para PODs derivados da potência.

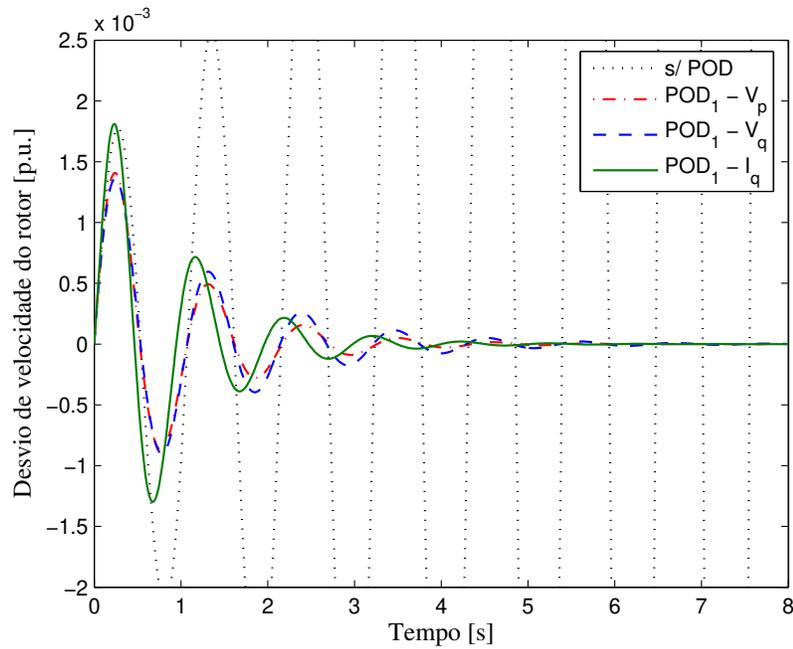


Figura 5.18: Resposta ao degrau em 1,0 p.u. para PODs derivados da velocidade.

corrente da linha, ou seja, v_p .

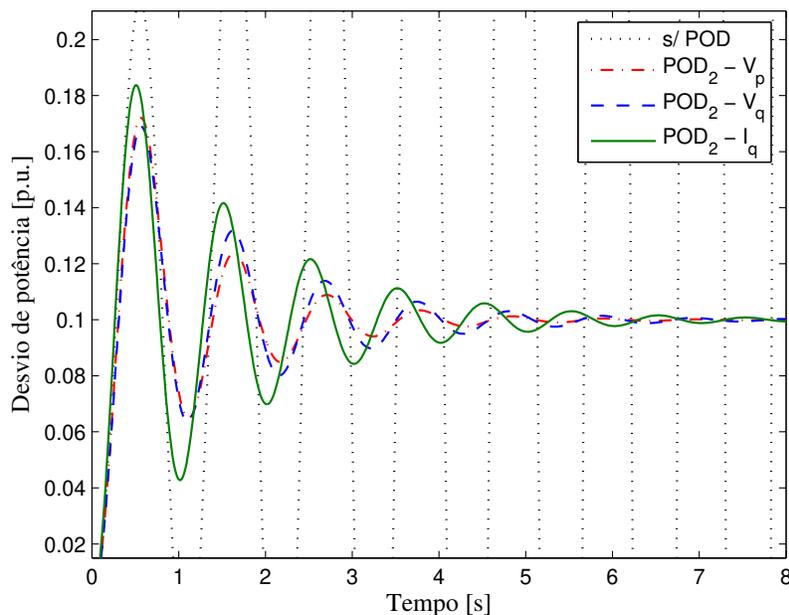


Figura 5.19: Resposta ao degrau em 1,0 p.u. para PODs derivados da potência.

5.2.6 Comparação de Desempenho dos Controladores POD

A fim de permitir uma comparação entre os dois sinais de entrada utilizados ($\Delta\omega$ e ΔP_L), nas Figuras 5.20, 5.21, e 5.22, são mostrados o comportamento da velocidade do rotor quando um mesmo parâmetro é modulado pelo POD derivado da velocidade ou pelo POD derivado do sinal da potência.

É observado uma pequena diferença entre o desempenho dos controladores, sendo a mesma favorável aos POD derivados do sinal da velocidade. Entretanto, a utilização de um sinal remoto como a velocidade do rotor requer a necessidade de sistemas de comunicação aumentando o custo e diminuindo a confiabilidade dos sistema de controle. Portanto, o uso de sinais locais deve ser priorizado quando a diferença de desempenho não for relevante, como no caso estudado neste trabalho. Caso o sinal remoto seja considerado, deve-se levar em conta o atraso de tempo desse sinal nos projetos dos controladores.

Na Figura 5.23 é mostrado o comportamento da magnitude da tensão da barra controlada após a aplicação de um degrau de 2% na referência do controle de tensão do UPFC (ΔV_{ref}), considerando as mesmas quatro configurações. Para a configuração em que o UPFC está

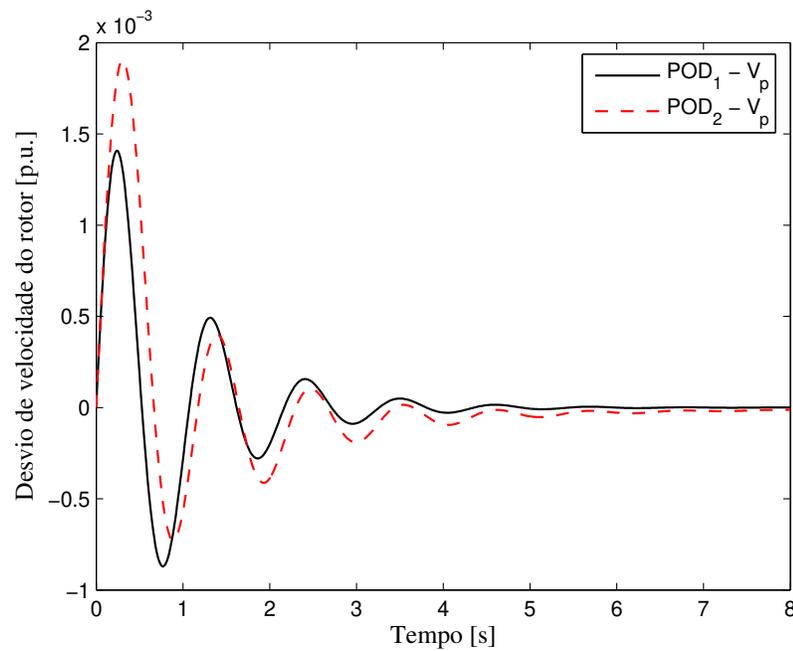


Figura 5.20: Resposta ao degrau em 1,0 p.u. para o modo $POD - V_p$

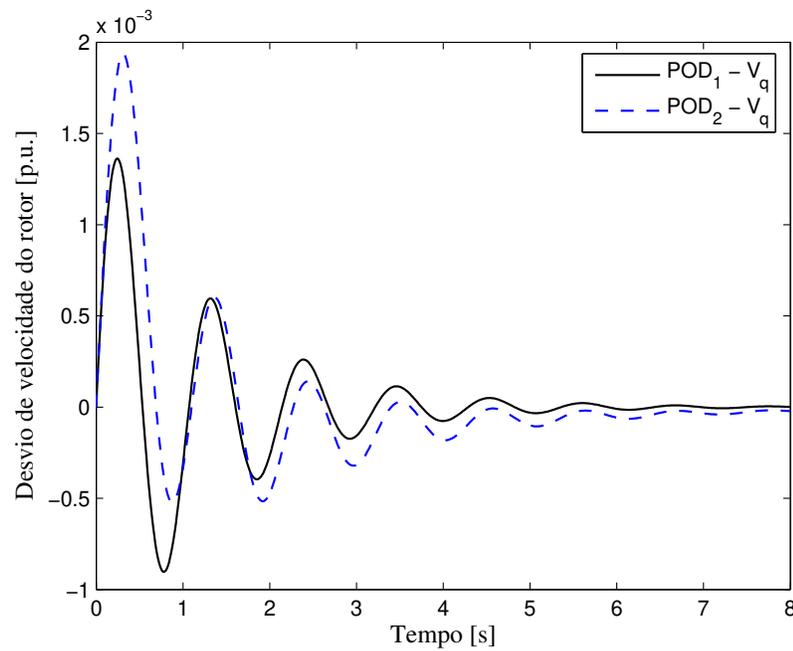


Figura 5.21: Resposta ao degrau em 1,0 p.u. para o modo $POD - V_q$

equipado com o $POD_1 - I_q$ e $POD_1 - V_p$ são observados que a tensão da barra sofre oscilações não observadas na duas outras configurações.

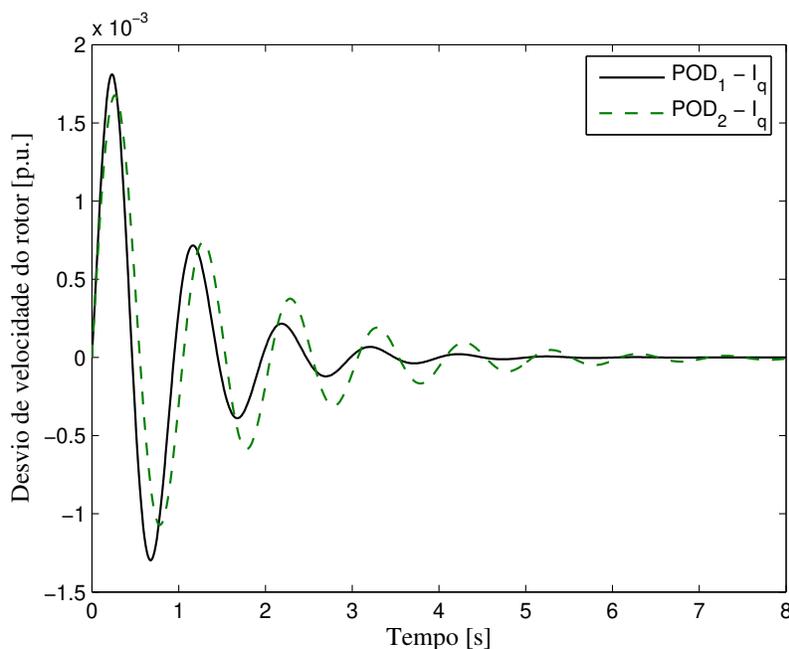


Figura 5.22: Resposta ao degrau em 1,0 p.u. para o modo POD $POD - I_q$.

Para o caso específico quando o UPFC está equipado com $POD_1 - I_q$, as oscilações se dão pela ocorrência de interações adversas entre o POD e controle de tensão. Já para o caso em que o UPFC está equipado com $POD_1 - V_p$, as oscilações justificam-se pelo fato de que nesse modo de operação, como existe um funcionamento conjunto entre os conversores série e paralelo, há uma interação de modo a garantir o balanço de potência ativa entre eles.

Na Figura 5.24 é mostrado novamente a resposta da magnitude da tensão da barra controlada após a aplicação de um degrau de 2% em ΔV_{ref} para o modo $POD_1 - I_q$. Para cada curva plotada é analisado a interação entre o controle de tensão e o POD para três ganhos diferentes. Observa-se que quanto maior o ganho K_r menor é o erro de regime, entretanto, maior é a amplitude das oscilações da magnitude da tensão controlada.

5.2.7 Comparação do Sistema Linearizado com o Sistema Não Linear

As simulações apresentadas até o item anterior foram obtidas utilizando o MSP para o modelo linearizado do sistema. Utilizando o PSAT com os modelos do UPFC e do POD implementados, três simulações são ilustradas para mostrar a resposta do sistema não linear

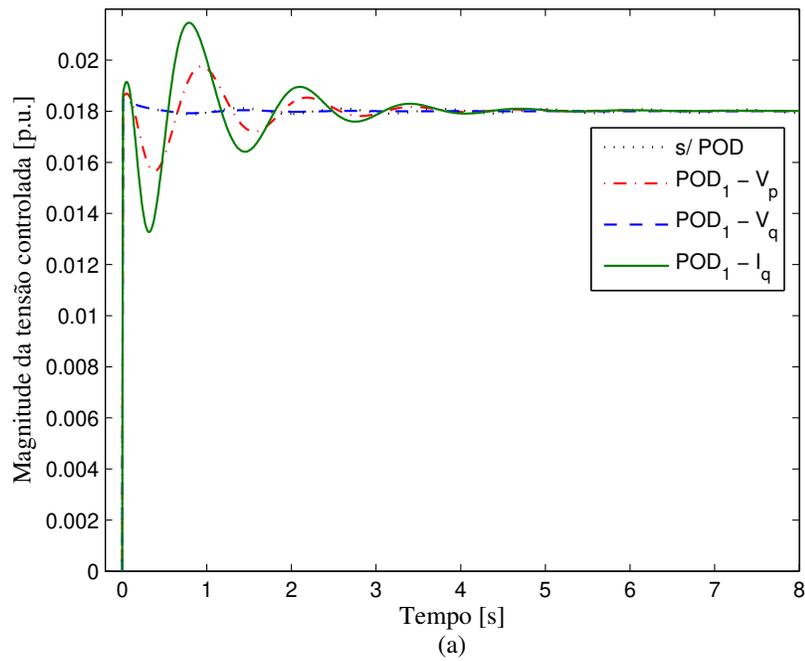


Figura 5.23: Resposta ao degrau na referência do controle de tensão do UPFC.

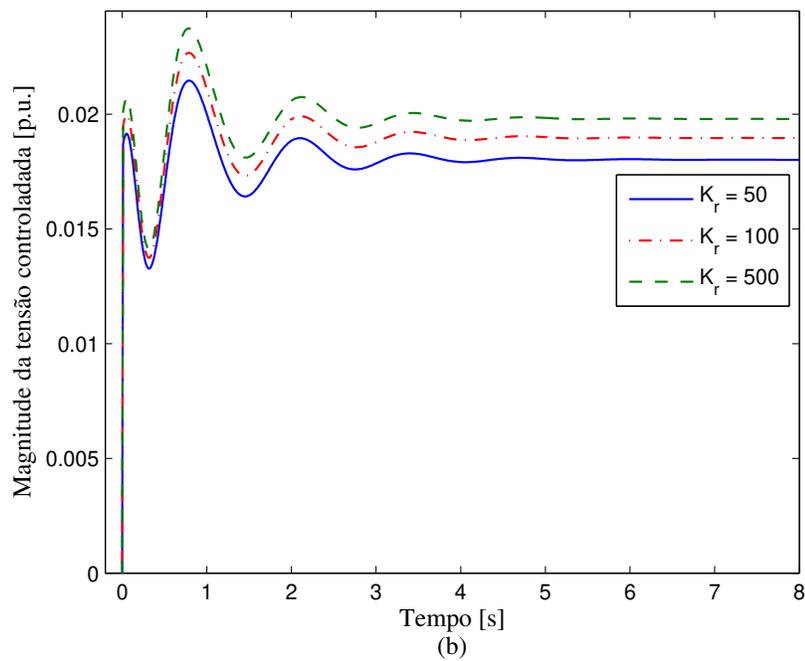


Figura 5.24: Resposta ao degrau em ΔV_{ref} para diferentes ganhos de K_r .

no domínio do tempo, comparando-a com a resposta do sistema linearizado. A Figura 5.25 mostra a representação desse sistema máquina - barramento infinito no PSAT.

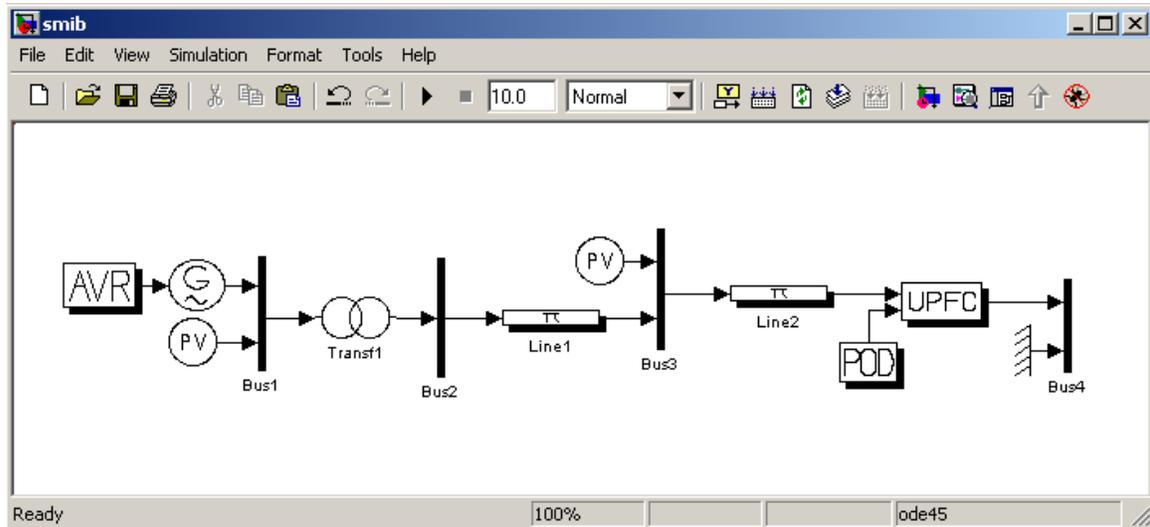


Figura 5.25: Modelo do *simulink* para o sistema máquina - barramento infinito no PSAT.

A Figura 5.26 descreve o comportamento da velocidade do rotor do gerador para o UPFC equipado com o $POD_1 - V_p$. A Figura 5.27 mostra a resposta da potência elétrica gerada P_g , considerando o UPFC equipado com $POD_1 - V_q$. Em ambas figuras, foi aplicado um degrau de 2% na potência mecânica do gerador, considerando o carregamento base.

Aplicando um degrau na tensão de referência do controle de tensão do UPFC, a resposta da magnitude da tensão controlada é apresentada na Figura 5.28 considerando o UPFC equipado com o $POD_1 - I_q$. Tanto o modelo linearizado quanto o não linear obtiveram o mesmo comportamento para o tipo de perturbação aplicada no sistema, mostrando que a linearização para esse caso válida.

5.3 Sistema Multimáquinas

O sistema mostrado na Figura 5.29 é o mesmo apresentado em [9]. Esse sistema é bastante utilizado em vários trabalhos para o estudo de oscilações de modo local e, principalmente, de modo interárea. Esse sistema consiste de duas áreas conectadas por uma linha de intercâmbio fraca. Cada área consiste de duas unidades de geração. O fator de carregamento base ($\mu =$

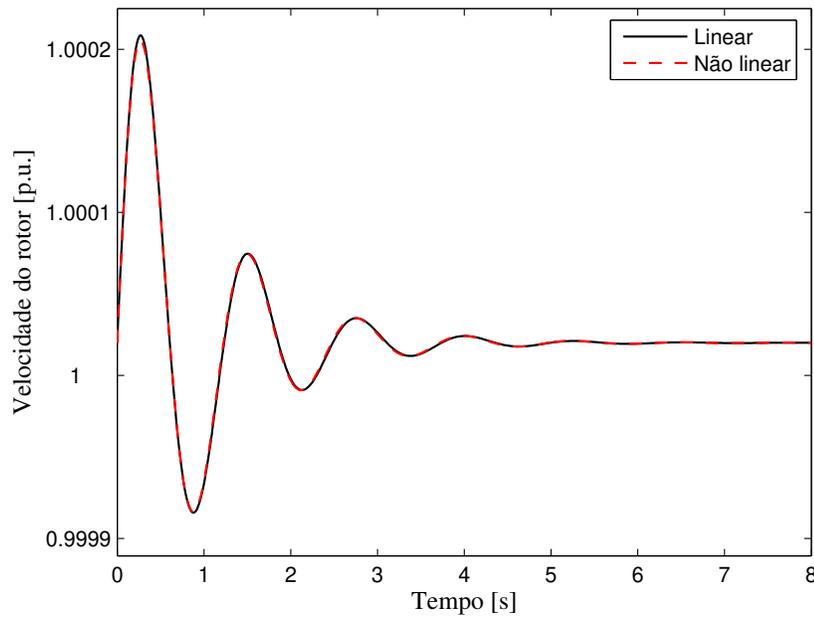


Figura 5.26: Resposta ao degrau em P_{mec} para $POD_1 - V_p$.

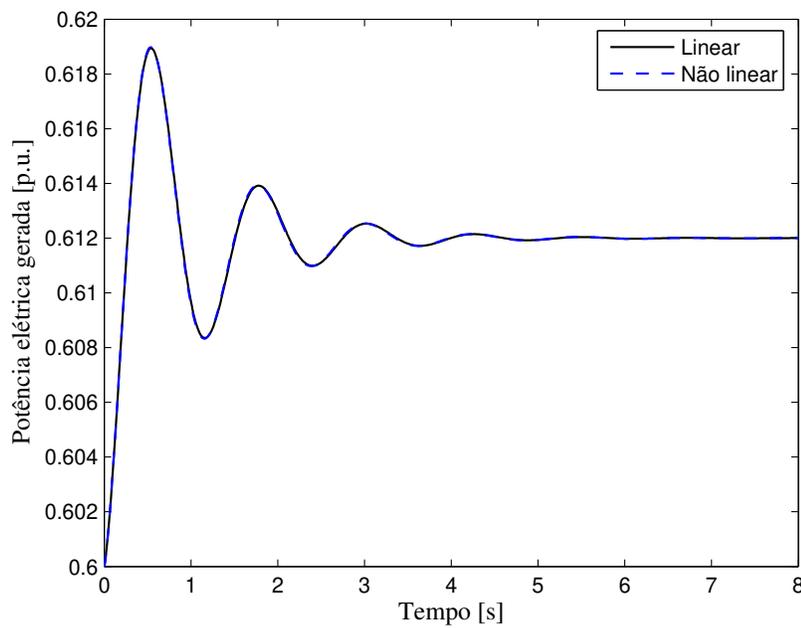


Figura 5.27: Resposta ao degrau em P_{mec} para $POD_1 - V_q$.

1,0 p.u.) corresponde a situação em que a área 1 transfere para a área 2 uma potência ativa de 400 MW. Os dados desse sistema encontram-se no Apêndice C. As simulações para esse

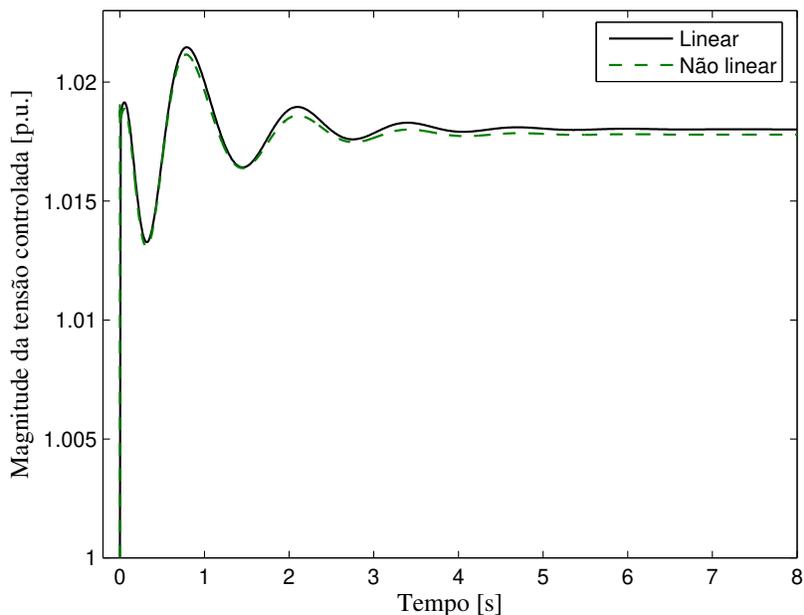


Figura 5.28: Resposta ao degrau em V_{ref} para $POD_1 - I_q$.

Os estudos de estabilidade do sistema foram realizadas com o PSAT, tanto para a análise dos autovalores e obtenção das informações para projeto dos controladores, quanto para análises no domínio do tempo.

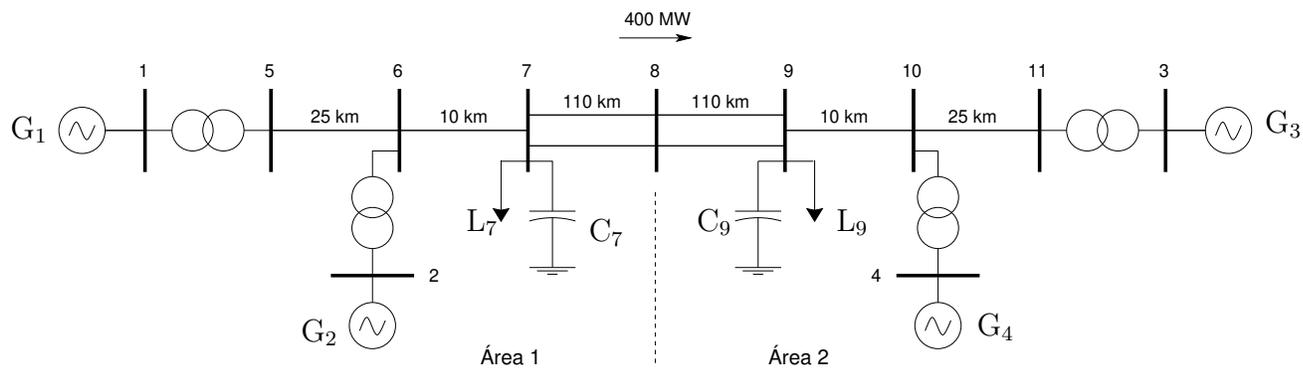


Figura 5.29: Sistema de duas áreas.

Esse sistema apresenta três modos eletromecânicos, sendo dois modos locais e um modo interárea. A identificação desses modos pode ser realizada utilizando fatores de participação, que mostram a relação dos autovalores da matriz de estado do sistema com as variáveis de estado. Nas Figuras 5.30(a), 5.30(b) e 5.31, as variáveis com maiores fatores de participação são $\Delta\delta$ e $\Delta\omega$, indicando que esses fatores são referentes aos modos eletromecânicos. Na Figura

5.30(a) os maiores fatores de participação são das variáveis eletromecânicas referentes aos geradores G_1 e G_2 , indicando que o autovalor associado é referente ao modo local 1. Já na Figura 5.30(b) os maiores fatores de participação são das variáveis eletromecânicas referentes aos geradores G_3 e G_4 , indicando que o autovalor associado é referente ao modo local 2. Na Figura 5.31 é observado que os maiores fatores de participação no modo interárea são das variáveis eletromecânicas referentes aos geradores G_1 e G_3 .

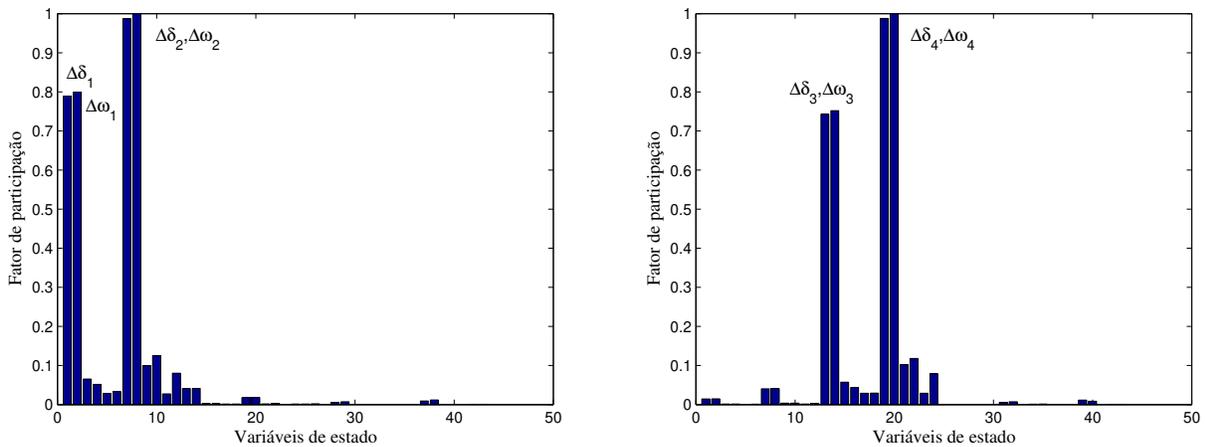


Figura 5.30: Fatores de participação: (a) Modo Local 1 (b) Modo local 2.

5.3.1 Análise dos autovalores

A Tabela 5.4 fornece as características desses três modos eletromecânicos. Os modos locais apresentam um bom amortecimento ($\zeta > 10\%$), entretanto o modo interárea possui um baixo amortecimento. A instalação de PSS nos geradores ou a instalação de dispositivos FACTS equipados com controladores POD na linha de interligação das duas áreas (linha 7-9) pode melhorar o amortecimento do sistema. Duas alternativas são consideradas para melhorar o amortecimento do modo interárea. A primeira com a instalação de PSSs e a segunda com a instalação de um controlador UPFC equipado com POD.

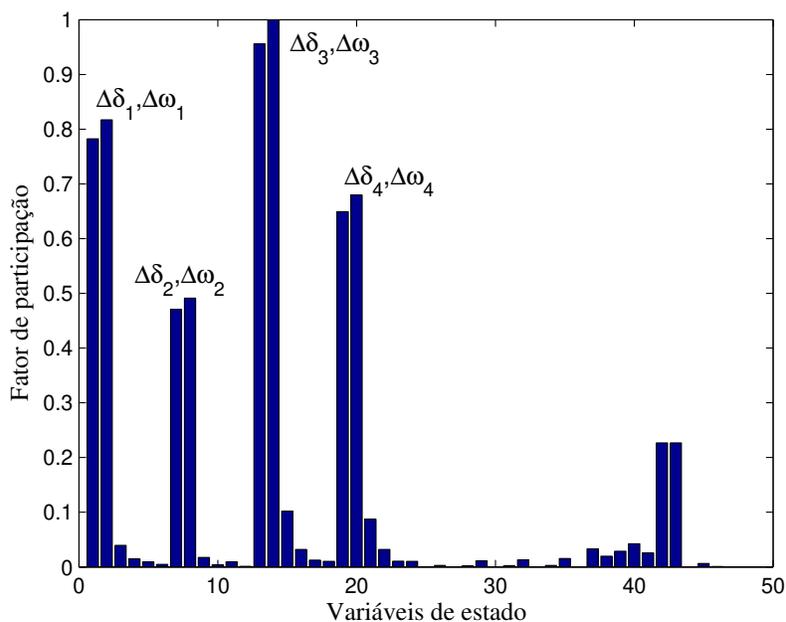


Figura 5.31: Fatores de participação do modo interárea.

Tabela 5.4: Característica dos modos eletromecânicos.

Modo	Autovalores (λ)	Frequência (ω_n)	Amortecimento (ζ)
Local 1	$-0,8846 \pm j7,8792$	1,25 (Hz)	11,2%
Local 2	$-0,9072 \pm j8,1483$	1,30 (Hz)	11,1%
Interárea	$-0,1119 \pm j3,8712$	0,62 (Hz)	2,89%

5.3.2 Aplicação de PSS para amortecimento de oscilações

O amortecimento do modo interárea pode ser conseguido com a instalação de PSSs nos sistemas de excitação dos geradores, como mostrado em [9]. A representação do sistema no PSAT para essa configuração é mostrado na Figura 5.32.

Os parâmetros dos PSSs utilizados são os mesmos encontrados em [9], apenas com uma diferença de que o ganho K_{PSS} foi ajustado para fornecer um amortecimento de 15% ao modo interárea. A função de transferência para os PSSs é dada por:

$$PSS(s) = 17,8 \left(\frac{10s}{1 + 10s} \right) \left(\frac{1 + 0,05s}{1 + 0,02s} \right) \left(\frac{1 + 3,0s}{1 + 5,4s} \right) \quad (5.1)$$

A Figura 5.33 mostra o comportamento da velocidade dos geradores após a aplicação de um

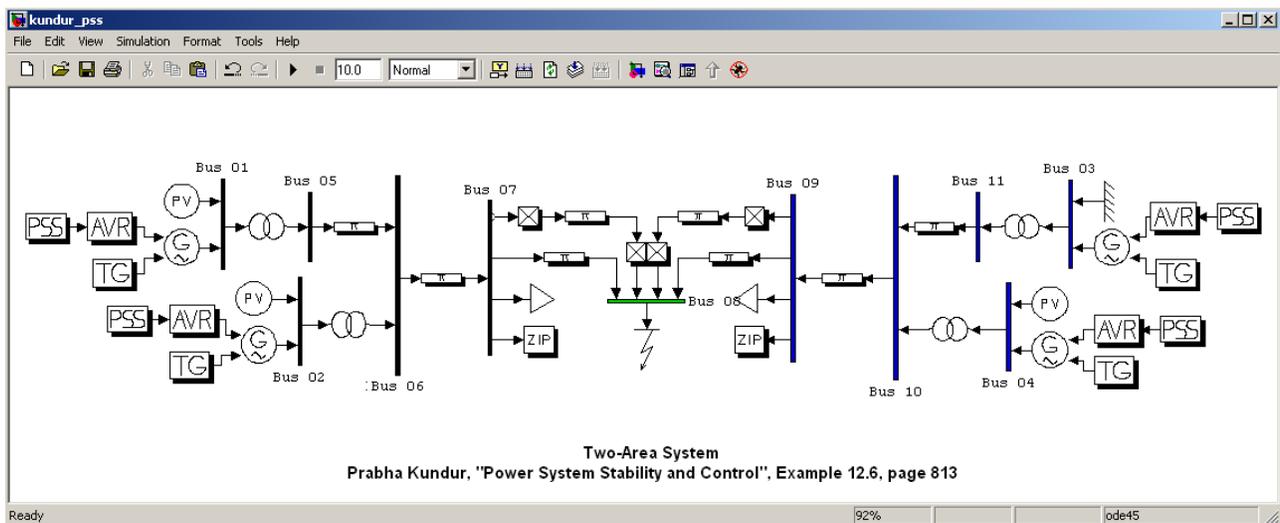


Figura 5.32: Modelo do *simulink* para o sistema duas áreas no PSAT incluindo PSSs nos geradores.

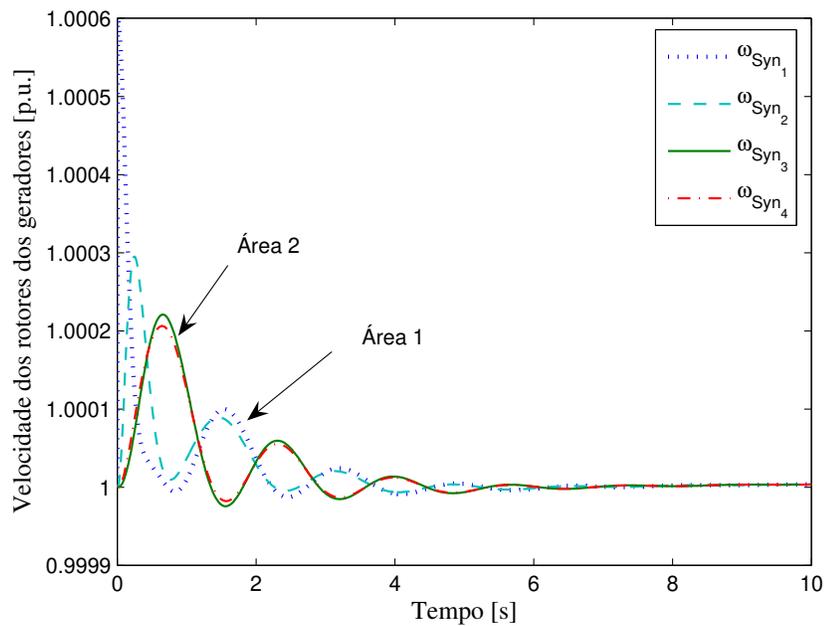


Figura 5.33: Resposta ao degrau para aplicação de PSSs.

degrau de 10% na potência mecânica do gerador G_1 . Com a finalidade de mostrar a eficiência dos controladores PSSs também para grandes perturbações é aplicada uma falta trifásica de 3 ciclos (50ms) na barra 8 do sistema. O curto é aplicado no instante $t = 1s$ e após esse período

uma das linhas (8-9) é desligada, simulando a abertura dos disjuntores. A Figura 5.34 mostra o comportamento da potência elétrica dos geradores. É importante salientar, tanto na resposta ao degrau quanto à aplicação do curto, os geradores de uma área oscilam contra a outra na frequência do modo interárea.

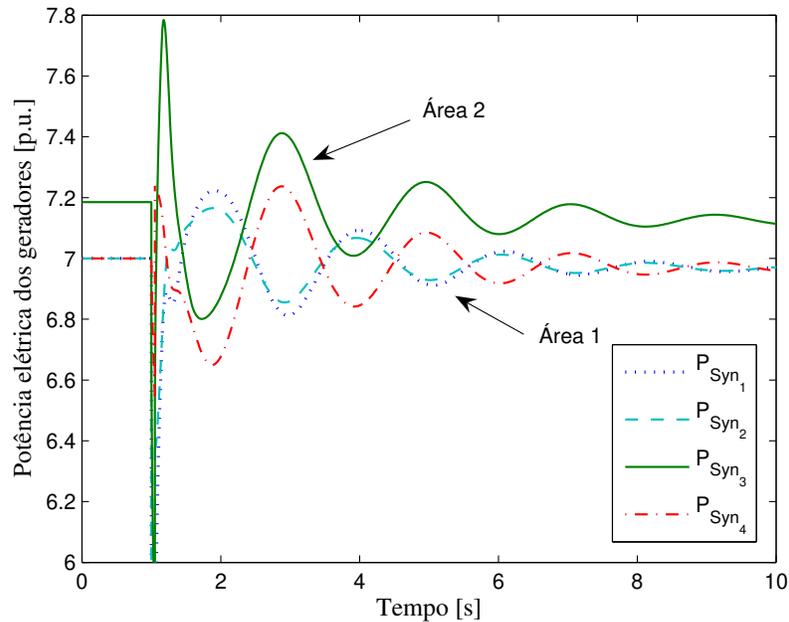


Figura 5.34: Resposta à falta trifásica para aplicação de PSSs.

5.3.3 Projeto dos controladores POD

Os procedimentos utilizados para a realização dos projetos dos controladores POD para o sistema de duas áreas são os mesmos já mostrados na seção 5.2.4. Foi considerada a utilização do fluxo de corrente em uma das linhas entre as barras 7 e 8 (ΔI_{78}) como sinal de entrada para os controladores. O ganho foi ajustado para fornecer um amortecimento de 15% ao modo interárea. A Tabela 5.5 fornece os dados desses controladores.

5.3.4 Avaliação da Eficácia dos controladores POD

A eficiência dos controladores POD para amortecimento das oscilações eletromecânicas foi demonstrado para o sistema máquina - barramento infinito, aplicando um degrau na potência

Tabela 5.5: Parâmetros dos controladores POD derivados de ΔI_{78}

Controlador POD	K_s (p.u./p.u.)	T_1 (s)	T_2 (s)
POD ₃ – V_p	-1,370	0,2172	0,2928
POD ₃ – V_q	-0,864	0,1046	0,6080
POD ₃ – I_q	-1,510	0,1040	0,6115

mecânica do gerador. Para o sistema de duas áreas é analisado o comportamento do sistema para grandes perturbações. Assim como no caso dos PSSs, o mesmo tipo de perturbação foi aplicada para avaliar a efetividade do UPFC quando equipado com controladores POD. O UPFC foi instalado em série com uma das linhas entre as barras 8 e 9, de tal maneira que a barra onde é aplicado o curto seja a mesma que o UPFC fará o controle de tensão. A Figura 5.35 ilustra melhor essa configuração do sistema com o UPFC.

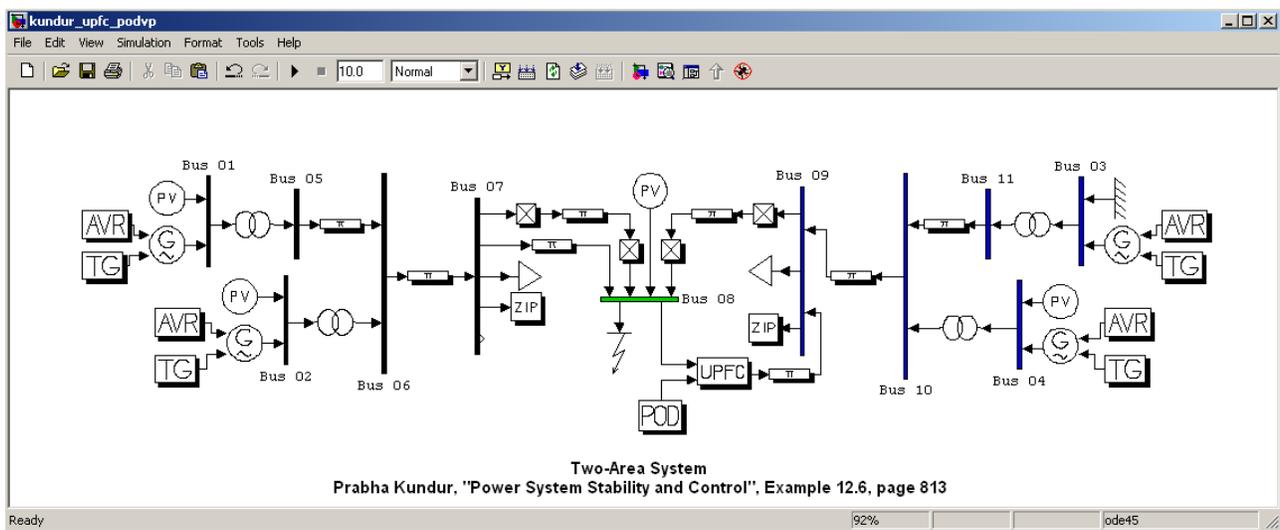


Figura 5.35: Modelo do *simulink* para o sistema duas áreas no PSAT incluindo o UPFC com POD.

Controlador POD₃ – V_p

A Figura 5.36 descreve o comportamento do ângulo do gerador G_1 para a aplicação da falta quando o UPFC está equipado com o controlador POD₃ – V_p . As oscilações foram adequadamente amortecidas quando o UPFC está equipado com este controlador. A Figura 5.37 mostra

a tensão v_p sendo modulada por este controlador. Em regime permanente, o valor dessa tensão volta a ser nulo, pois a troca de potência ativa é dada somente no período transitório.

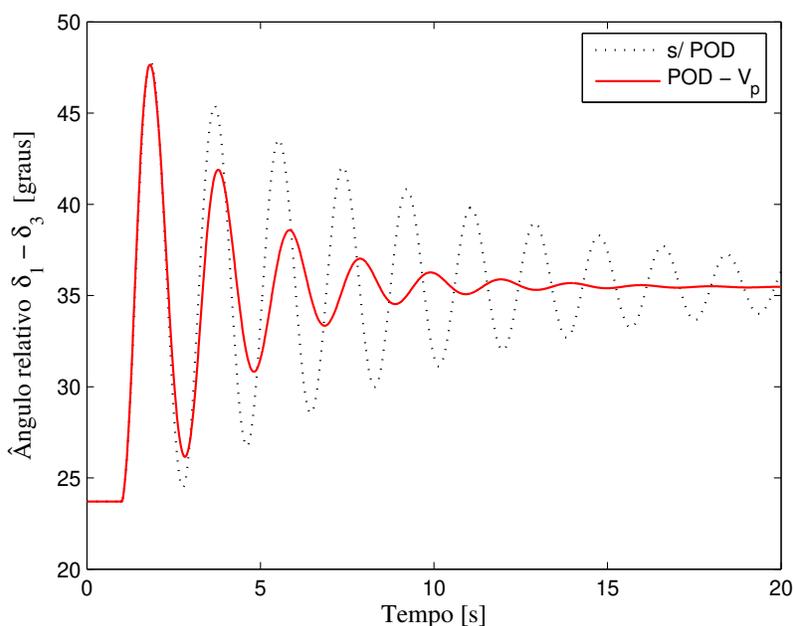


Figura 5.36: Ângulo relativo entre os geradores G_1 e G_3 .

As Figuras 5.38(a) e 5.38(b) mostram essa troca de potência ativa dos dois conversores do UPFC com o sistema. A soma das potências em qualquer instante de tempo é nula, de forma a garantir o balanço de potência ativa, intrínseco ao funcionamento do UPFC nesse modo¹.

A Figura 5.39 exibe o módulo da tensão \hat{V}_s injetada pelo conversor série do UPFC. Em regime permanente, o valor dessa tensão volta a assumir um valor constante determinado por v_q , ou seja, pelo grau de compensação série da linha.

Controlador $POD_3 - V_q$

A Figura 5.40 exibe o comportamento do ângulo do gerador G_1 . O UPFC também é capaz de amortecer bem às oscilações dos geradores para esse modo de operação, como é verificado. A Figura 5.41 mostra a tensão v_q quando modulada pelo controlador $POD_3 - V_q$. Esse modo de operação do UPFC assemelha-se basicamente a um SSSC equipado com um controlador

¹É importante frisar que não está sendo considerado elementos armazenadores de energia acoplados ao UPFC para que o mesmo possa trocar potência ativa em regime permanente.

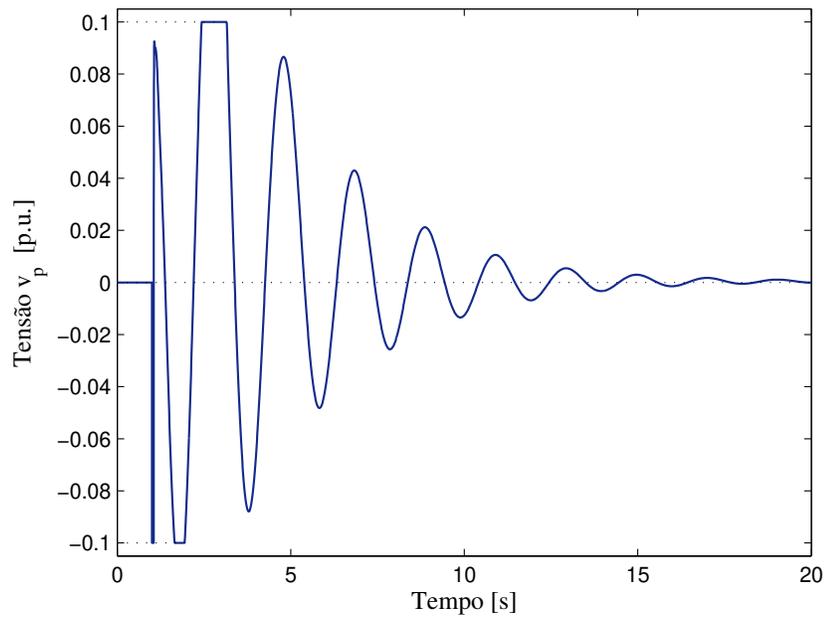


Figura 5.37: Tensão v_p .

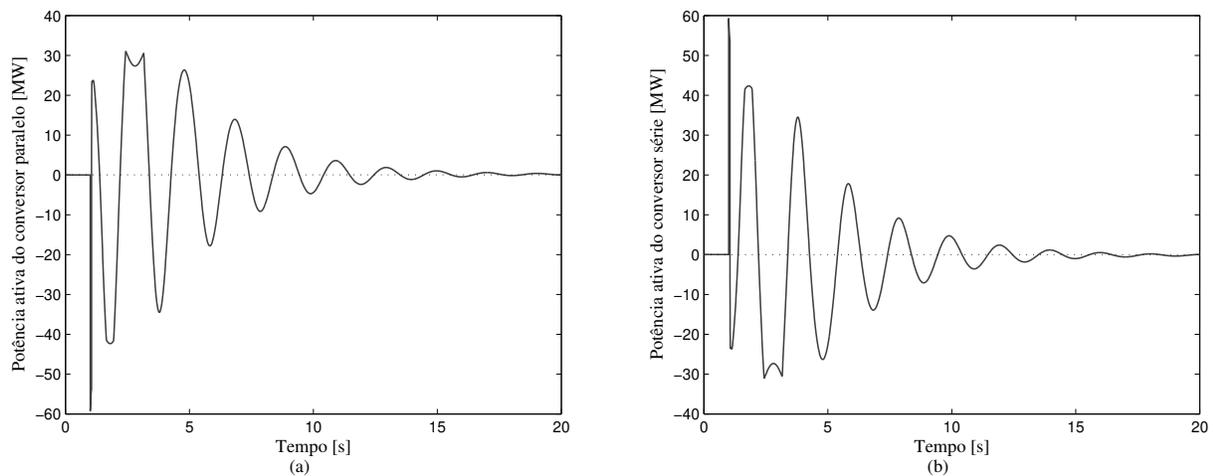


Figura 5.38: Troca de potência ativa com o sistema: (a) Conversor em paralelo (b) Conversor série.

POD, operando conjuntamente com um STATCOM, que faz o controle de tensão da barra 8. A Figura 5.42 mostra os fluxos de potência ativa nas linhas entre as barras 8 e 9. Após a abertura dos disjuntores, todo o fluxo de potência entre essas barras é transferido pelo UPFC.

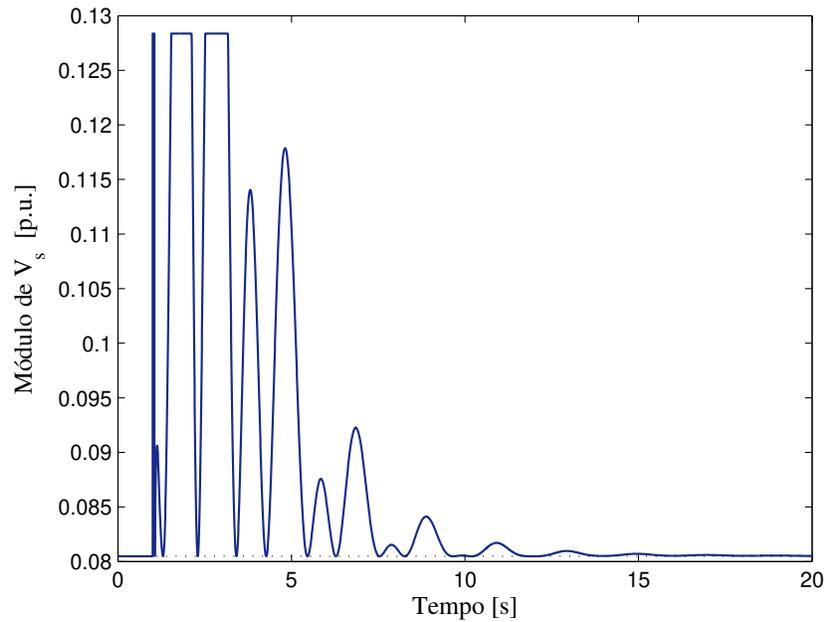


Figura 5.39: Módulo da tensão série injetada pelo conversor série do UPFC.

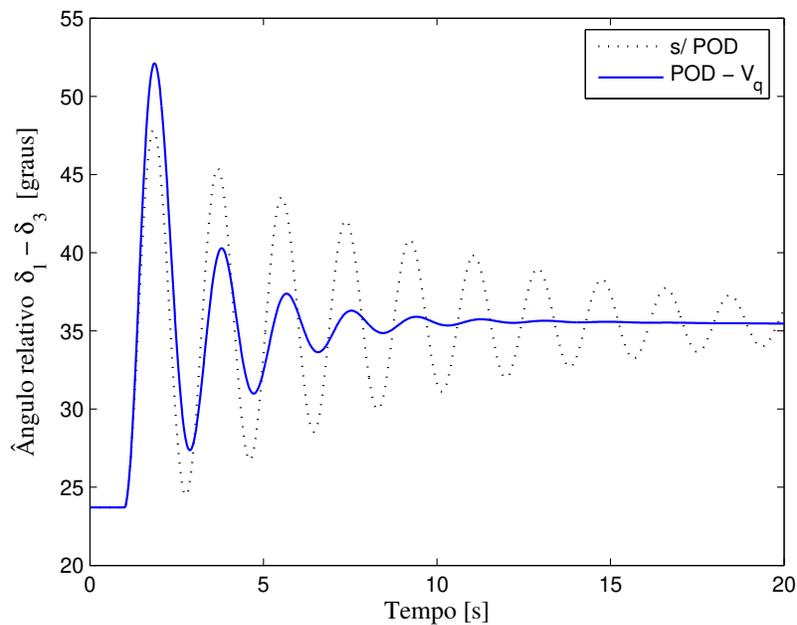


Figura 5.40: Ângulo relativo entre os geradores G_1 e G_3 .

Controlador $POD_3 - I_q$

A Figura 5.43 mostra o comportamento do ângulo do gerador G_1 quando o UPFC está equipado com o controlador $POD_3 - I_q$. Este POD também apresenta um desempenho satis-

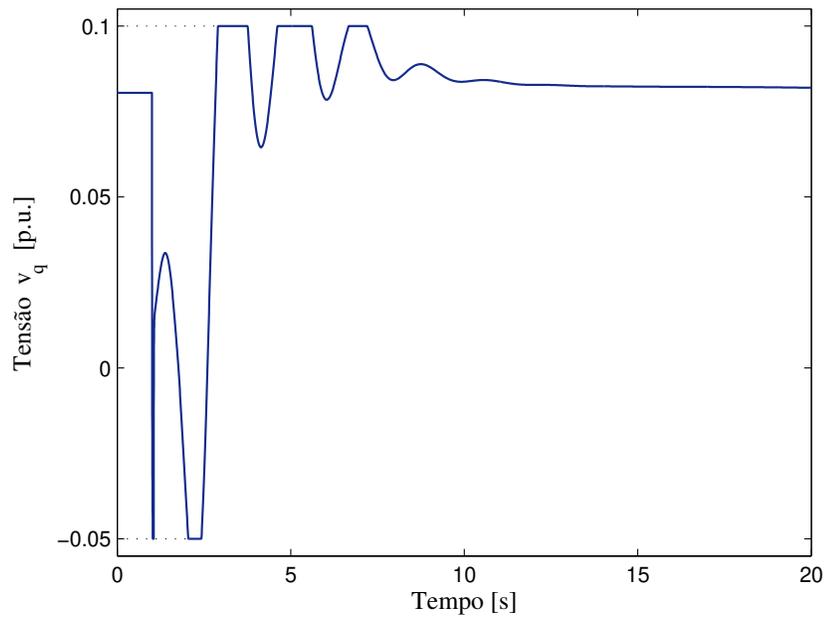
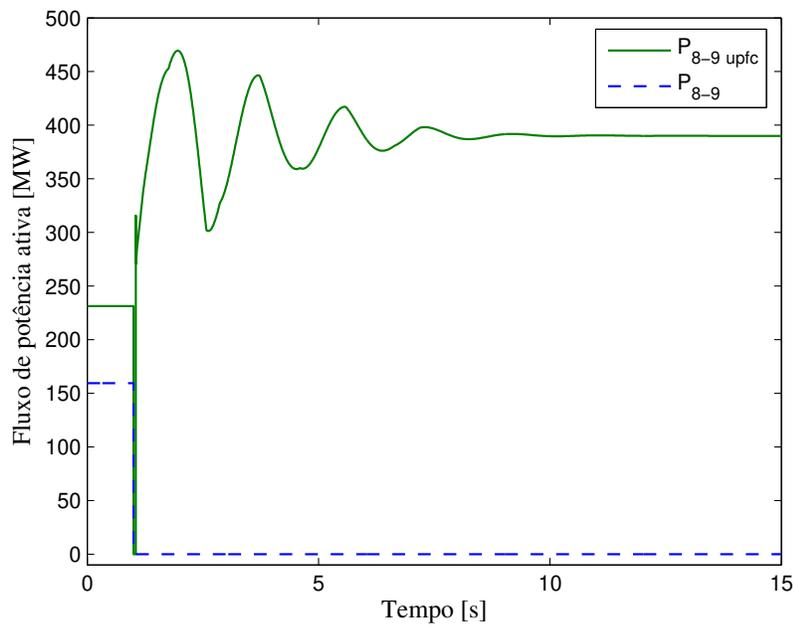
Figura 5.41: Tensão v_q .

Figura 5.42: Fluxo de potência ativa nas linhas (8-9).

fatório para amortecer as oscilações do sistema para a aplicação de um grande distúrbio na rede. A Figura 5.44 descreve o comportamento da corrente i_q quando esta é modulada por este

controlador. A magnitude da tensão na barra onde foi aplicado o curto e nas barras vizinhas a ela, é ilustrada pela Figura 5.45.

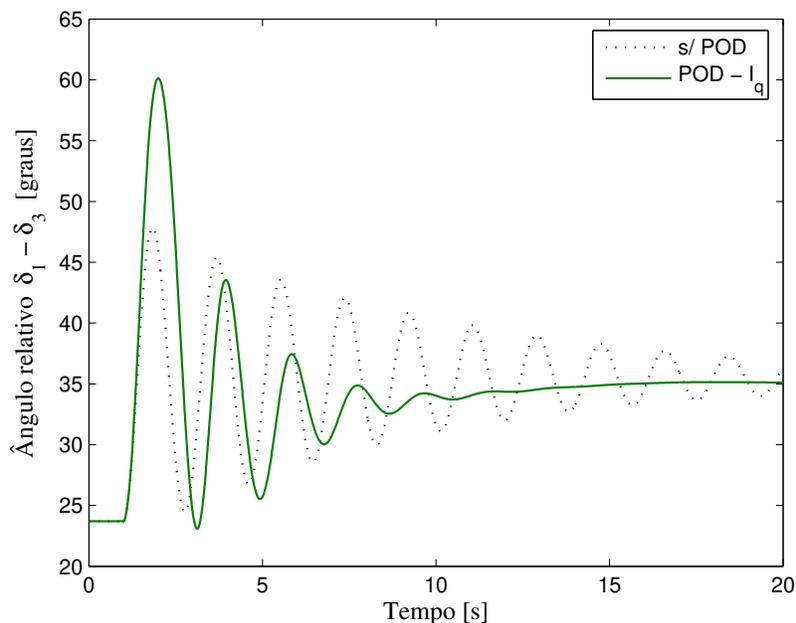


Figura 5.43: Ângulo relativo entre os geradores G_1 e G_3 .

5.3.5 Comparação de Desempenho dos Controladores POD

Como o objetivo de comparar o desempenho entre os controladores projetados, foi aplicado a mesma falta trifásica na barra 8. Entretanto, o fator de carregamento foi aumentado em 5% ($\mu = 1,05 p.u.$). O comportamento do ângulo do gerador G_2 para cada um dos POD é mostrado Na Figura 5.46.

Uma pequena diferença entre o desempenho dos controladores $POD_3 - V_p$ e $POD_3 - V_q$ é notada, sendo a mesma favorável ao controlador que modula o parâmetro v_p . O desempenho do controlador $POD_3 - I_q$ foi o que apresentou pior desempenho, uma vez que a corrente modulada i_q atingiu seus limites máximo e mínimo quando modulada. A Figura 5.47 mostra o comportamento dessa corrente para o caso do UPFC equipado com esses três controladores.

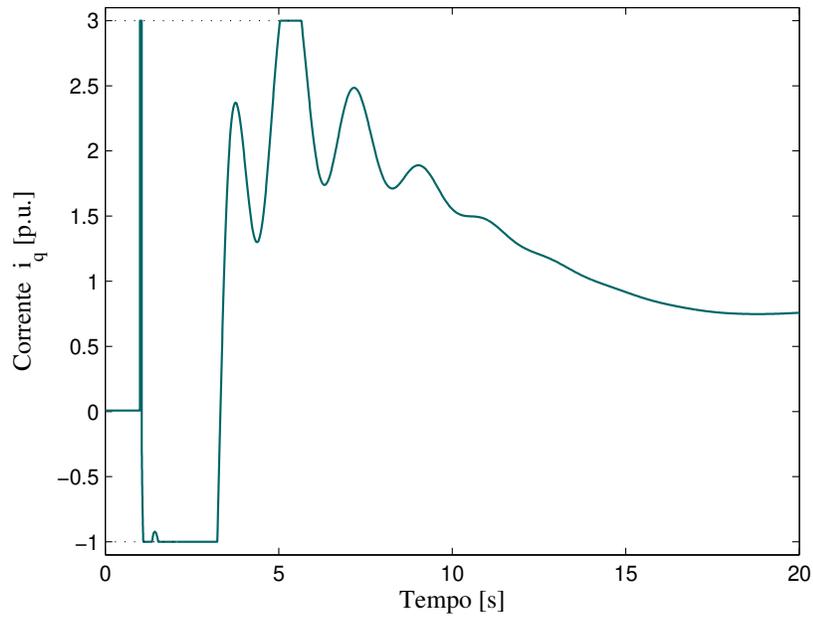
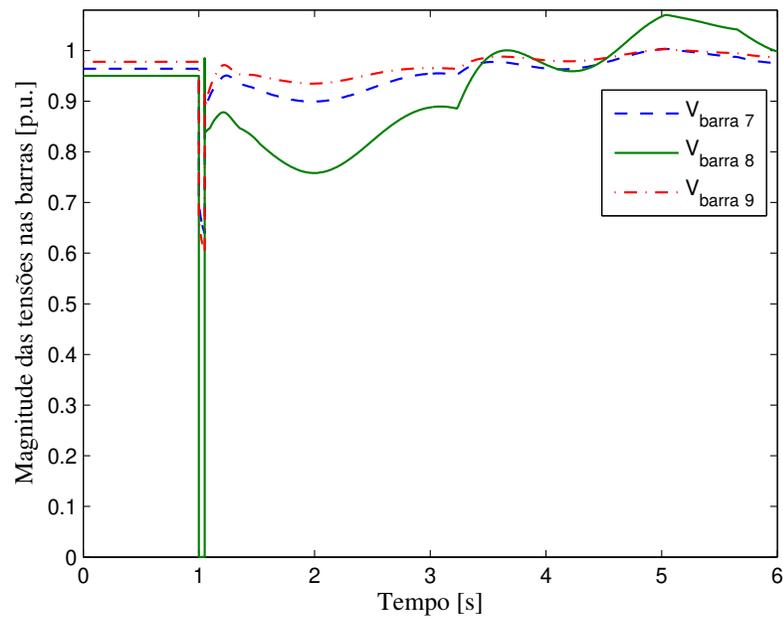
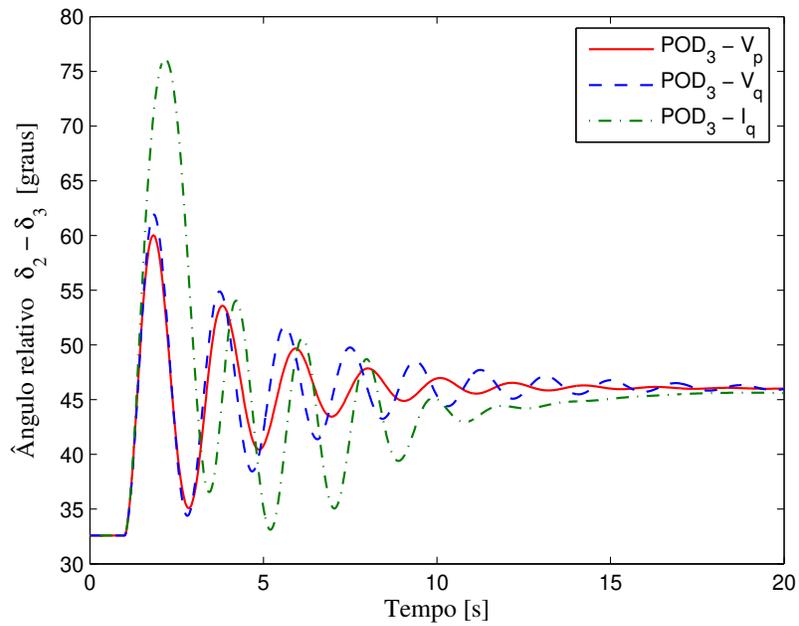
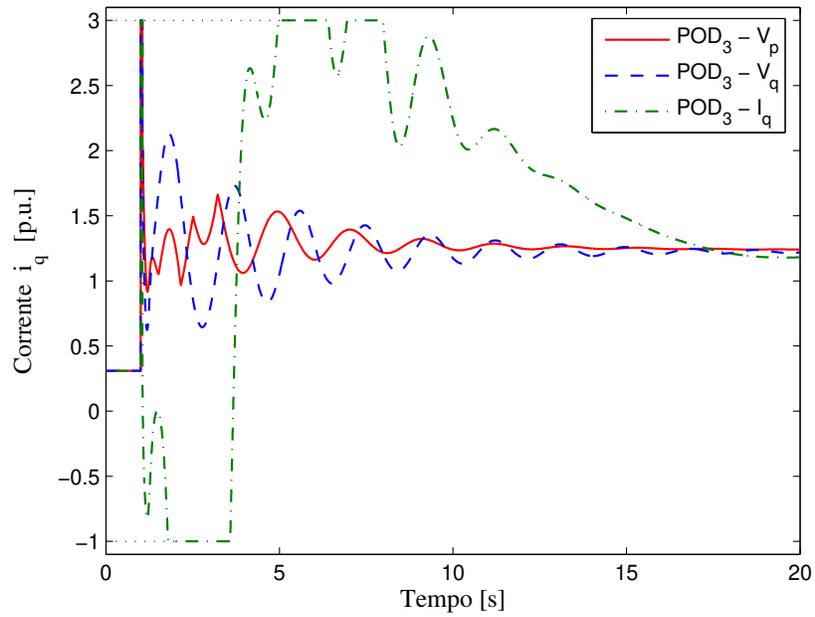
Figura 5.44: Corrente i_q .

Figura 5.45: Magnitude das tensões nas barras próximas ao curto.

Figura 5.46: Ângulo relativo entre os geradores G_2 e G_3 .Figura 5.47: Corrente i_q .

Capítulo 6

Conclusões

NESTA dissertação de mestrado foram realizados estudos avaliando o desempenho do controlador UPFC para o amortecimento de oscilações eletromecânicas sob condições de pequenas e grandes perturbações. O modelo de injeção de potência utilizado para representar o UPFC é bastante apropriado para sua inclusão no MSP, uma vez que esse modelo baseia-se no balanço de potência nodal. As análises paramétricas realizadas serviram para avaliar o comportamento do modo eletromecânico do sistema frente à variações dos parâmetros do UPFC em regime permanente.

O programa PSAT mostrou-se bastante útil para a inclusão dos modelos do UPFC e do controlador POD no seu código fonte. Ao contrário dos programas comerciais, que não permitem acesso ao usuário para fazer alterações no seu código, a filosofia do PSAT reside justamente na troca de conhecimento entre seus usuários do mundo inteiro, dando sugestões, propondo novas melhorias para o programa, contribuindo assim para o propósito da pesquisa.

As análises com o modelo não linear do sistema serviram tanto para validar os resultados obtidos com o modelo linearizado, bem como analisar o comportamento do sistema frente a grandes distúrbios. Diferentes sinais de entrada para o controlador POD foram analisados. A análise da estabilidade e o projeto dos estabilizadores foram baseados em técnicas de resposta em frequência, assim como na análise modal.

Os principais resultados obtidos neste trabalho podem ser destacados como sendo:

- O controlador UPFC apresenta um grande potencial para o amortecimento de oscilações eletromecânicas quando este é equipado com estabilizadores POD.
- O desempenho do controlador UPFC é maior para amortecer as oscilações quando o parâmetro modulado permite a troca de potência ativa com o sistema.
- Quando a corrente em quadratura é modulada para a obtenção de torque de amortecimento foi observado a ocorrência de interações adversas entre o controle de tensão e o controlador POD.
- No que se refere aos sinais utilizados como entrada dos estabilizadores foi verificado uma pequena diferença entre seus desempenhos. Embora a mesma seja favorável ao sinal da velocidade, preferência deve ser dada ao sinal da potência, dadas as vantagens obtidas com o uso de um sinal local.

Um aspecto importante a ser ressaltado é que deve ser feito uma análise criteriosa de custo benefício para a instalação de um equipamento UPFC para amortecimento de oscilações. Pois, outras características ou funções do UPFC também devam ser levadas em conta, uma vez que o custo desse equipamento é relativamente elevado quando comparado com outros equipamentos que realizam somente a função de amortecimento de oscilações, como é o caso dos PSSs.

6.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Visando dar continuidade ao trabalho aqui apresentado, algumas sugestões para trabalhos futuros são dadas:

- Avaliar o impacto dos modos de operação do UPFC, assim como de outros controladores FACTS na estabilidade transitória em sistemas de potência.
- Utilizar outras técnicas para projetar controladores para FACTS, como controle robusto, adaptativo e lógica nebulosa.

-
- Estudar o desempenho de outros controladores FACTS para a melhoria da estabilidade de ângulo a pequenas perturbações de sistemas elétricos de potência, como o *Phase Shifter*.

Referências Bibliográficas

- [1] E. W. Kimbark, *Power System Stability*. Wiley & Sons, New York, 1956.
- [2] F. P. de Mello and C. Concordia, “Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1969.
- [3] W. G. Heffron and R. A. Phillips, “Effect of a modern amplidyne voltage regulator on underexcited operation of large turbine generators,” *AIEE Trans.*, vol. 71, pp. 692–697, 1952.
- [4] C. Gama, “Brazilian north-south interconnection control-application and operating experience with a tcsc,” *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 2, pp. 1103–1108, 1999.
- [5] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, *Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. IEEE Press - Jon Wiley & Sons, 2000.
- [6] Y. H. Song and A. T. Johns, *Flexible AC Transmission System (FACTS)*. The Institute of Electrical Engineers, 1999.
- [7] S. M. Deckmann and V. F. da Costa, “A power sensitivity model for electromechanical oscillation studies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, pp. 965–971, May 1994.
- [8] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, “Definition and classification of power system stability,” *IEEE Transactions on Power System*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [9] P. Kundur, *Power System Control and Stability*. Editora Mc Graw-Hill, 1994.

- [10] H. F. Wang and F. J. Swift, "Capability of the static var compensator in damping power system oscillations," *IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution*, vol. 143, no. 4, pp. 353–358, 1996.
- [11] L. J. Cai and I. Erlich, "Simultaneous coordinated tuning of PSS and FACTS controller for damping power system oscillations in multi-machine systems," *IEEE Power Tech Conference Proceedings*, vol. 2, pp. 136–141, 2003.
- [12] E. V. Larsen and D. A. Swann, "Applying power system stabilizers, part I: General concepts, part II: Performance objectives and tuning concepts, part III: Practical considerations," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 12, pp. 3017–3046, 1981.
- [13] P. Kundur and M. Klein and G. J. Rogers and M. S. Zywno, "Application of power system stabilizers for enhancement of overall system stability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, pp. 614–625, 1989.
- [14] J. C. Doyle, K. Glover and P. Khargonekar and B. A. Francis, "State-space solutions to standard H_2 and H_∞ control problems," *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 34, pp. 831–847, 1989.
- [15] G. N. Taranto and J. H. Chow, "A robust frequency domain optimization technique for mining series compensation damping controllers," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 10, no. 3, pp. 1219–1225, 1995.
- [16] R. A. Ramos, L. F. C. Alberto, and N. G. Bretas, "A new methodology for the coordinated design of robust decentralized power system damping controllers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 444–454, February 2004.
- [17] R. A. Ramos, A. C. P. Martins, and N. G. Bretas, "An improved methodology for the design of power system damping controllers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 1938–1945, November 2005.

- [18] George E. Boukarim and Shaopeng Wang and Joe H. Chow and Glauco N. Taranto and Nelson Martins, “A comparison of classical, robust, and decentralized control designs for multiple power system stabilizer,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 4, pp. 1287–1292, 2000.
- [19] C. Taylor, *Power System Voltage Stability*. Mc Graw-Hill, 1994.
- [20] C. Concordia and S. Ihara, “Load representation in power system stability studies,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, no. 4, pp. 969–977, 1981.
- [21] M. K. Pal, “Voltage stability conditions considering load characteristics,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 243–249, 1992.
- [22] M. Ilic, F. Galiana, and L. Fink, *Power Systems Restructuring: Engineering and Economics*. Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [23] V. Ajjarapu and B. Lee, “Bibliography on voltage stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 1, pp. 115–125, 1998.
- [24] H. G. Kwatny and R. F. Fischl and C. O. Nwankpa, “Local bifurcation in power systems: Theory, computation, and application,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 83, no. 11, pp. 1456–1482, 1995.
- [25] G. K. Morison and B. Gao and P. Kundur, “Voltage stability analysis using static and dynamic approaches,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 3, pp. 1159–1171, 1993.
- [26] J. I. Pérez-Arriaga and G. C. Verghese and F. C. Schweppe, “Selective modal analysis with applications to electric power system part I: Heuristic introduction. part II: The dynamic stability problem,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, pp. 3117–3134, 1982.
- [27] F. Milano, “PSAT, MATLAB-based power system analysis toolbox,” *disponível em <http://www.thunderbox.uwaterloo.ca/~fmilano>*, July 2005.

- [28] F. Milano, "An open source power system analysis toolbox," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 1199–1206, August 2005.
- [29] E. H. Watanabe, P. G. Barbosa, K. C. Almeida, and G. N. Taranto, "Tecnologia FACTS - tutorial," *SBA Controle & Automação*, vol. 9, no. 1, pp. 39–55, 1998.
- [30] N. G. Hingorani, "Power electronics in electric utilities: Role of power electronic in future power systems," *Proceedings of IEEE*, vol. 76, no. 4, 1988.
- [31] N. G. Hingorani, "High power electronics and flexible ac transmission systems," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 76, no. 4, 1988.
- [32] L. Gyugyi, "Power electronics in electric utilities: Static var compensator," *Proceedings of IEEE*, vol. 76, April 1988.
- [33] L. Gyugyi, "Dynamic compensation of ac transmission lines by solid-state synchronous voltage sources," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, pp. 904–911, April 1994.
- [34] L. Gyugyi, N. G. Hingorani, P. R. Nannery, and N. Tai, "Advanced static var compensator using gate turn-off thyristors for utility applications," *CIGRE 23-203*, August 1990.
- [35] L. Gyugyi, C. D. Schauder, and K. K. Sen, "Static synchronous series compensator: A solid-state approach to the series compensation of transmission lines," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, pp. 406–417, January 1997.
- [36] A. S. Mehraban and A. J. F. Keri, "Application of the world's first UPFC on the AEP system," *EPRI the Future of Power delivery Conference, Washington DC*.
- [37] L. Gyugyi, "Unified power-flow control concept for flexible ac transmission systems," *IEEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution*, vol. 139, pp. 323–331, July 1992.
- [38] M. Noroozian, L. Ängquist, M. Ghandhari, and G. Andersson, "Use of UPFC for optimal power flow control," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, pp. 1629–1634, October 1997.

- [39] H. F. Wang, "Damping function of unified power flow controller," *IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution*, vol. 146, pp. 81–87, January 1999.
- [40] L. Gyugyi, "The unified power flow controller: A new approach to power transmission control," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 10, no. 2, pp. 1085–1097, 1995.
- [41] A. R. Bakhshai, G. Joos, and H. Jin, "EMTP simulation of multi-pulse unified power flow controllers," *Proceedings of the Canadian Conference on Electrical and computer engineering. Calgary, Canada*, vol. 2, pp. 847–850, May 1996.
- [42] K. L. Lo, T. T. Ma, J. Trecat, and M. Crappe, "Detailed real-time simulation and performance analysis of upfc using electromagnetic transient program (EMTP)," *Proceedings of International Conference on Power Con 98. Beijing, China*, vol. 2, pp. 889–894, August 1998.
- [43] S. A. Al-mawsawi and A. Coonick, "Analysis, simulation and implementation of PWM based UPFC," *Proceedings of the 6th International Conference on AC and DC Power transmission. London, UK*, pp. 220–225, May 1996.
- [44] M. Toufan and U. D. Annakkage, "Simulation of the unified power flow controller performance using PSCAD/ EMTDC," *Electric Power System Research*, vol. 46, pp. 67–75, 1998.
- [45] Y. L. Kang, G. B. Shrestha, and T. T. Lie, "Component level cascade control of UPFC," *Proceedings of IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Seattle, USA*, vol. 1, pp. 502–507, August 2000.
- [46] M. Noroozian, L. Ängquist, M. Ghandhari, and G. Andersson, "Improving power system dynamics by series-connected FACTS devices," *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 12, pp. 1635–1641, October 1997.
- [47] P. Kumkratug and M. Haque, "Versatile model of a unified power flow controller a simple power system," *IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution*, vol. 150, pp. 155–161, March 2003.

- [48] Z. J. Meng and P. L. So, “A current injection UPFC model for enhancing power system,” *IEEE on Power Engineering Society Winter Meeting, 2000*, vol. 2, pp. 1544–1549, 2000.
- [49] N. Martins, H. J. C. P. Pinto, and J. J. Paserba, “Using a TCSC for line power scheduling and system oscillation damping - small-signal and transient stability studies,” *IEEE PES Winter Meeting*, vol. 2, pp. 1455–1461, 2000.
- [50] V. F. da Costa, *Modelo de Sensibilidade de Potência para Análise de Oscilações de Baixa Frequência em Sistemas de Energia Elétrica*. Tese de Doutorado FEEC/UNICAMP, 1992.
- [51] M. S. Castro, *A Influência de Controladores FACTS na Estabilidade de Ângulo a Pequenas Perturbações de Sistemas Elétricos de Potência*. Tese de Mestrado FEEC/UNICAMP, 2005.
- [52] B. C. Kuo, *Automatic Control Systems*. Prentice Hall International, 1995.
- [53] K. Ogata, *Modern Control Engineering*. Prentice Hall International, 1970.
- [54] R. C. Dorf and R. H. Bishop, *Sistemas de Controle Modernos*. LTC, 2001.
- [55] F. Milano, “Power system analysis toolbox,” *Documentation for PSAT version 1.3.4*, disponível em <http://thunderbox.uwaterloo.ca/~fmilano/psat-1.3.4.pdf>, July 14, 2005.
- [56] W. F. Tinney and C. E. Hart, “Power flow solution by newton’s method,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-86, pp. 1449–1460, 1967.
- [57] C. A. Cañizares, “Modeling of TCR and VSI based FACTS controllers,” *Technical report, ENEL, Milan, Italy*, 1999.

Apêndice A

Coeficientes de Sensibilidade

Esse apêndice fornece as expressões dos coeficientes de sensibilidade de potência para os sistemas máquina barramento infinito apresentados no Capítulo 3.

A.1 Sistema Isolado (Figura 2.2)

Gerador¹

– Coeficientes de sensibilidade de potência ativa

$$A1_g = \frac{\partial P_g}{\partial(\delta - \theta_t)} = \frac{V_t E'_q}{x'_d} \cos(\delta - \theta_t) + V_t^2 \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x'_d} \right) \cos 2(\delta - \theta_t) \quad (\text{A.1})$$

$$A2_g = \frac{\partial P_g}{\partial E'_q} = \frac{V_t}{x'_d} \sin(\delta - \theta_t) \quad (\text{A.2})$$

$$A3_g = \frac{\partial P_g}{\partial V_t} = \frac{E'_q}{x'_d} \sin(\delta - \theta_t) + V_t \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x'_d} \right) \sin 2(\delta - \theta_t) \quad (\text{A.3})$$

¹As expressões dos coeficientes de sensibilidade do gerador são as mesmas para os dois sistemas.

– Coeficientes de sensibilidade de potência reativa

$$R1_g = \frac{\partial Q_g}{\partial(\delta - \theta_t)} = \frac{V_t E'_q}{x'_d} \sin(\delta - \theta_t) - V_t^2 \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x'_d} \right) \sin 2(\delta - \theta_t) \quad (\text{A.4})$$

$$R2_g = \frac{\partial Q_g}{\partial E'_q} = \frac{V_t}{x'_d} \cos(\delta - \theta_t) \quad (\text{A.5})$$

$$R3_g = \frac{\partial Q_g}{\partial V_t} = \frac{E'_q}{x'_d} \cos(\delta - \theta_t) - 2 \frac{V_t}{x'_d} - \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x'_d} \right) \cos 2(\delta - \theta_t) \quad (\text{A.6})$$

– Coeficientes de reação da armadura

$$K_V = \left(\frac{x_d - x'_d}{x'_d} \right) \cos(\delta - \theta_t) \quad (\text{A.7})$$

$$K_A = \left(\frac{x_d - x'_d}{x'_d} \right) \sin(\delta - \theta_t) \quad (\text{A.8})$$

Rede

– Coeficientes de sensibilidade de potência ativa

$$A1_e = \frac{\partial P_e}{\partial \theta_t} = \frac{V_t V_0}{x_l} \cos \theta_t \quad (\text{A.9})$$

$$A2_e = \frac{\partial P_e}{\partial V_t} = \frac{V_0}{x_l} \sin \theta_t \quad (\text{A.10})$$

– Coeficientes de sensibilidade de potência reativa

$$R1_e = \frac{\partial Q_e}{\partial \theta_t} = \frac{V_t V_0}{x_l} \sin \theta_t \quad (\text{A.11})$$

$$R2_e = \frac{\partial Q_e}{\partial V_t} = \frac{1}{x_l}(2V_t - V_0 \cos \theta_t) \quad (\text{A.12})$$

A.2 Sistema Isolado Incluindo um UPFC (Figura 3.11)

Rede

– Coeficientes de sensibilidade de potência ativa

$$A1_e = \frac{\partial P_e}{\partial \theta_t} = \frac{V_t V_0}{x_l} \cos \theta_t \quad (\text{A.13})$$

$$A2_e = \frac{\partial P_e}{\partial V_t} = \frac{V_0}{x_l} \sin \theta_t \quad (\text{A.14})$$

$$A1_m = \frac{\partial P_m}{\partial \theta_t} = r \frac{V_t V_0}{x_l} \cos(\gamma + \theta_t) \left(\frac{V_t^2 - V_t V_0 \cos \theta_t}{V_t^2 + V_0^2 - V_t V_0 \cos \theta_t} \right) \quad (\text{A.15})$$

$$A2_m = \frac{\partial P_m}{\partial V_t} = r \frac{V_t V_0}{x_l} \cos(\gamma + \theta_t) \left(\frac{V_0 \sin \theta_t}{V_t^2 + V_0^2 - V_t V_0 \cos \theta_t} \right) \quad (\text{A.16})$$

$$A3_m = \frac{\partial P_m}{\partial v_p} = \frac{V_t V_0}{x_l(v_p^2 + v_q^2)} \left[v_p (v_p^2 + v_q^2)^{\frac{1}{2}} \sin(\gamma + \theta_t) - r v_q \cos(\gamma + \theta_t) \right] \quad (\text{A.17})$$

$$A4_m = \frac{\partial P_m}{\partial v_q} = \frac{V_t V_0}{x_l(v_p^2 + v_q^2)} \left[v_q (v_p^2 + v_q^2)^{\frac{1}{2}} \sin(\gamma + \theta_t) + r v_p \cos(\gamma + \theta_t) \right] \quad (\text{A.18})$$

– Coeficientes de sensibilidade de potência reativa

$$R1_e = \frac{\partial Q_e}{\partial \theta_t} = \frac{V_t V_0}{x_l} \sin \theta_t \quad (\text{A.19})$$

$$R2_e = \frac{\partial Q_e}{\partial V_t} = \frac{1}{x_l}(2V_t - V_0 \cos \theta_t) \quad (\text{A.20})$$

$$R1_m = \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_t} = r \frac{V_t^2}{x_l} \sin \gamma \left(\frac{V_0^2}{V_t^2 + V_0^2 - V_t V_0 \cos \theta_t} \right) \quad (\text{A.21})$$

$$R2_m = \frac{\partial Q_m}{\partial V_t} = \frac{(v_p^2 + v_q^2)^{\frac{1}{2}}}{x_l} \left[\cos \gamma - \sin \gamma \left(\frac{V_t V_0 \sin \theta_t}{V_t^2 + V_0^2 - V_t V_0 \cos \theta_t} \right) \right] - i_q \quad (\text{A.22})$$

$$R3_m = \frac{\partial Q_m}{\partial v_p} = \frac{V_t^2}{x_l(v_p^2 + v_q^2)} \left[(v_p^2 + v_q^2)^{\frac{1}{2}} v_p \cos \gamma + r v_q \sin \gamma \right] \quad (\text{A.23})$$

$$R4_m = \frac{\partial Q_m}{\partial v_q} = \frac{V_t^2}{x_l(v_p^2 + v_q^2)} \left[(v_p^2 + v_q^2)^{\frac{1}{2}} v_q \cos \gamma - r v_p \sin \gamma \right] \quad (\text{A.24})$$

$$R5_m = \frac{\partial Q_m}{\partial i_q} = -V_t \quad (\text{A.25})$$

Apêndice B

Parâmetros dos Modelos

Este apêndice fornece os parâmetros dos equipamentos utilizados nas simulações desta dissertação, os quais são compreendidos pela máquina síncrona de 3^o e 6^o ordem, regulador automático de tensão, regulador de turbina, controlador UPFC e o controlador POD.

B.1 Parâmetros da Máquina Síncrona

Variável	Descrição	Unidade
r_a	Resistência de armadura	p.u.
x_d	Reatância síncrona no eixo d	p.u.
x'_d	Reatância transitória no eixo d	p.u.
x''_d	Reatância subtransitória no eixo d	p.u.
T'_{d0}	Constante de tempo transitória de circuito aberto do eixo d	s
T''_{d0}	Constante de tempo subtransitória de circuito aberto do eixo d	s
x_q	Reatância síncrona no eixo q	p.u.
x'_q	Reatância transitória no eixo q	p.u.
x''_q	Reatância subtransitória no eixo q	p.u.
T'_{q0}	Constante de tempo transitória de circuito aberto do eixo q	s
T''_{q0}	Constante de tempo subtransitória de circuito aberto do eixo q	s
$M = 2H$	Coefficiente de inércia ($2X$ Constante de Inércia H)	kWs/KVA
D	Coefficiente de amortecimento do gerador síncrono	p.u.
K_ω	Ganho de realimentação de velocidade	ganho
K_P	Ganho de realimentação de potência ativa	ganho
T_{AA}	Constante de tempo de dispersão adicional ao eixo d	s

B.2 Parâmetros do Regulador Automático de Tensão

Variável	Descrição	Unidade
$v_{f \max}$	Tensão de campo máxima	p.u.
$v_{f \min}$	Tensão de campo mínima	p.u.
μ_0	Ganho do regulador	p.u./p.u.
T_1	Zero do regulador	s
T_2	Pólo do regulador	s
v_{f_0}	Referência da tensão de campo	p.u.
T_r	Constante de tempo do RT	s

B.3 Parâmetros do Regulador de Turbina

Variável	Descrição	Unidade
ω_{ref}	Velocidade de referência	p.u.
R	Característica de queda ou Estatismo	p.u./p.u.
T_{max}	Torque máximo de saída	p.u.
T_{min}	Torque mínimo de saída	p.u.
T_2	Constante de tempo do regulador	s
T_1	Constante de tempo do ganho transitório	s

B.4 Parâmetros do Controlador UPFC

Variável	Descrição	Unidade
C_p	Grau de compensação da linha de transmissão	%
K_r	Ganho do regulador de tensão	p.u./p.u.
T_r	Constante de Tempo do UPFC	s
$v_p \max$	Componente da tensão série (v_p) máxima	p.u.
$v_p \min$	Componente da tensão série (v_p) mínima	p.u.
$v_q \max$	Componente da tensão série (v_q) máxima	p.u.
$v_q \min$	Componente da tensão série (v_q) mínima	p.u.
$i_q \max$	Componente da corrente em paralelo (i_q) máxima	p.u.
$i_q \min$	Componente da corrente em paralelo (i_q) mínima	p.u.
POD v_p	Escolha do parâmetro v_p a ser modulado pelo POD	int
POD v_q	Escolha do parâmetro v_q a ser modulado pelo POD	int
POD i_q	Escolha do parâmetro i_q a ser modulado pelo POD	int

B.5 Parâmetros do Controlador POD

Variável	Descrição	Unidade
Sinal de Entrada	1 Velocidade	int
	2 Potência	
	3 Tensão	
	4 Corrente	
	5 Ângulo	
$v_s \max$	Valor máximo sinal de saída do estabilizador	p.u.
$v_s \min$	Valor mínimo sinal de saída do estabilizador	p.u.
K_s	Ganho do controlador POD	p.u./p.u.
T_ω	Constante de tempo do filtro passa-alta	s
T_1	Constante de tempo do primeiro estabilizador	s
T_2	Constante de tempo do segundo estabilizador	s
T_3	Constante de tempo do terceiro estabilizador	s
T_4	Constante de tempo do quarto estabilizador	s

Apêndice C

Dados dos Sistemas

Esse Apêndice fornece os dados do sistema máquina conectada a um barramento infinito (Figura 5.1) e do sistema multimáquinas (Figura 5.29) apresentados no Capítulo 5.

C.1 Sistema Máquina - Barramento Infinito

Todos os dados do sistema estão em p.u. na base de 100 MVA e 230 kV. Os dados dos parâmetros do gerador são:

$$\begin{array}{lll} H = 5,0 \text{ s} & K_D = 0 & x_d = 1,6 \\ x'_d = 0,32 & x_q = 1,55 & T'_{d0} = 6,0 \text{ s} \end{array}$$

Os dados do regulador de tensão, da linha de transmissão, do transformador elevador e do controlador UPFC são dados por:

$$\begin{array}{lll} K_e = 100 & T_e = 0,05 \text{ s} & x_{L1} = 0,3 \\ x_{L2} = 0,3 & x_{tr} = 0,10 & K_r = 50 \\ C_p = 20\% & V_{ref} = 1,0 & T_r = 0,005 \text{ s} \end{array}$$

C.2 Sistema Multimáquinas

Os geradores são representados por um modelo de 6° ordem com seus parâmetros em p.u. na base de 900 MVA e 20 kV, dados por:

$$\begin{array}{ccccc}
 x_d = 1,8 & x_q = 1,7 & x_l = 0,2 & x'_d = 0,3 & x'_q = 0,55 \\
 x''_d = 0,25 & x''_q = 0,25 & K_D = 0 & T'_{d0} = 8,0 \text{ s} & T'_{q0} = 0,4\text{s} \\
 T''_{d0} = 0,03 \text{ s} & T''_{q0} = 0,05 \text{ s} & H = 6,5 \text{ s } (G_1, G_2) & H = 6,175 \text{ s } (G_3, G_4) & r_a = 0,0025
 \end{array}$$

Cada transformador elevador tem uma impedância de $0 + j0,15$ p.u. na base de 900 MVA e 20/230kV. A tensão nominal do sistema de transmissão é 230 kV. Os parâmetros das linhas estão em p.u. na base de 100 MVA e 230 kV, sendo o comprimento dado na Figura 5.29.

$$r = 0,00001 \text{ p.u./km} \quad x_L = 0,0001 \text{ p.u./km} \quad b_C = 0,00175 \text{ p.u./km}$$

Cada gerador está equipado com um regulador automático de tensão. O modelo utilizado está descrito na seção 4.5.2 e os dados utilizados são:

$$\begin{array}{ccc}
 \mu_0 = 200 & T_1 = 1,0 \text{ s} & v_{f \text{ max}} = 5,0 \\
 T_r = 0,01 \text{ s} & T_2 = 10 \text{ s} & v_{f \text{ min}} = -5,0
 \end{array}$$

Está representado um regulador de turbina em cada unidade geradora com o modelo descrito na seção 4.5.3. Os dados são:

$$\begin{array}{ccc}
 R = 0,02 & T_1 = 1,0 \text{ s} & T_{max} = 1,2 \\
 \omega_{ref} = 1,0 & T_2 = 10 \text{ s} & T_{min} = 0,5
 \end{array}$$

Os dados do UPFC estão em p.u. na base de 100 MVA e 230 kV, sendo sua capacidade total de 300 MVA. Segue os dados abaixo:

$$\begin{array}{ccccc}
 v_{pmax} = 0,1 & v_{qmax} = 0,1 & i_{qmax} = 3,0 & K_r = 75 & C_p = 30\% \\
 v_{pmin} = -0,1 & v_{qmin} = -0,05 & i_{qmin} = -1,0 & T_r = 0,005 \text{ s} & V_{ref} = 0,95
 \end{array}$$

Apêndice D

Publicações

Neste apêndice encontram-se os artigos submetidos e publicados durante o projeto de mestrado.

- Marcelo S. Castro, Hugo M. Ayres, Vivaldo F. da Costa, Luiz C. P. da Silva, “*Impacts of the SSSC Control Modes on Small-Signal and Transient Stability of a Power System*”, aceito para publicação na revista Electric Power Systems Research, Novembro de 2005.
- Hugo M. Ayres, Marcelo S. Castro, Vivaldo F. da Costa, Luiz C. P. da Silva, “*Aplicação do UPFC para Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas de Potência*”, Sixth Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE 2005), Mar del Plata, Argentina.
- Hugo M. Ayres, Marcelo S. Castro, Vivaldo F. da Costa, Luiz C. P. da Silva, “*Effects of FACTS Controllers on Small Signal Power Systems Voltage Stability*”, 8^o Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP 2005), Recife, Brasil, Junho de 2005.
- Marcelo S. Castro, Hugo M. Ayres, Vivaldo F. da Costa, Luiz C. P. da Silva, “*Analysis of PSS and SSSC Controllers Effects on Power System Oscillations Damping*”, 8^o Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP 2005), Recife, Brasil, Junho de 2005.