

Igor Kopcak

# Uma Plataforma Unificada para Análise de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energia Elétrica.

Orientador: Vivaldo Fernando da Costa

Co-orientador: Luiz Carlos Pereira da Silva

Campinas, SP

2007

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

K838u Kopcak, Igor  
Uma plataforma unificada para análise de estabilidade de sistemas elétricos de potência / Igor Kopcak. --Campinas, SP: [s.n.], 2007.

Orientadores: Vivaldo Fernando da Costa, Luiz Carlos Pereira da Silva.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. 2. Análise modal. 3. Teoria da bifurcação. 4. Sistemas de energia elétrica - Controle. 5. Energia elétrica - Transmissão. I. Costa, Vivaldo Fernando. II. Silva, Luiz Carlos Pereira. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Título em Inglês: An unified framework for the analysis of electrical power systems stability.

Palavras-chave em Inglês: Angle stability, Modal analysis, PSAT, Small-Signal stability, SSSC, Stability margin, UPFC, Voltage stability.

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora: Carlos Alberto de Castro Junior, Carlos Alberto Favarin Murari, Dílson Amancio Alves, Marcos Trevisan Vasconcellos e Walmir de Freitas Filho.

Data da defesa: 31/08/2007

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

## COMISSÃO JULGADORA - TESE DE DOUTORADO

**Candidato:** Igor Kopcak

**Data da Defesa:** 31 de agosto de 2007

**Título da Tese:** "Uma Plataforma Unificada para Análise de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência"

Prof. Dr. Vivaldo Fernando da Costa (Presidente):

*Vivaldo F. da Costa*

Prof. Dr. Marcos Trevisan Vasconcellos:

*Marcos Vasconcellos*

Prof. Dr. Dilson Amancio Alves:

*Dilson A. Alves*

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior:

*Junior*

Prof. Dr. Carlos Alberto Favarin Murari:

*Carlo Favarin*

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho:

*Walmir*

# Resumo

O estressamento dos sistemas elétricos tem voltado o interesse de engenheiros e pesquisadores para a definição e avaliação de margens de segurança relacionadas a critérios dinâmicos. Neste trabalho é proposta uma ferramenta que permite a avaliação de quatro diferentes critérios de estabilidade: margem de amortecimento, margem oscilatória, margem de estabilidade de tensão e o ponto de máximo carregamento. A metodologia baseia-se em um fluxo de carga expandido que incorpora as características de regime permanente de dispositivos dinâmicos, fornecendo pontos de equilíbrio precisos e mais condizentes com a resposta “real” dos sistemas elétricos quando sujeitos a perturbações. As margens são calculadas através da análise modal aplicada aos pontos de equilíbrio de curvas PV. Além disso, estudos preliminares são conduzidos objetivando a expansão da análise modal estática, fornecendo fatores de participação para todas as barras do sistema, dos pontos de vista das potência ativa e reativa. Portanto, a plataforma não só permite a identificação dos pontos onde ocorreria o colapso do sistema, como fornece a indicação das medidas corretivas mais efetivas para evitar problemas de instabilidade.

**Palavras-chave:** Análise Modal, Estabilidade a Pequenas Perturbações, Estabilidade de Ângulo, Estabilidade de Tensão, Margem de Estabilidade, PSAT, SSSC, UPFC.

# Abstract

The power system operation under high loading levels has required the assessment and definition of security margins related to dynamic criteria. In this work it is proposed a framework able to evaluate four different stability margins: damping margin, oscillatory margin, voltage stability margin, and the maximum loading margin. The method is based on an expanded load flow, which includes the characteristics of dynamic devices at steady-state. It is showed that this tool gives post-perturbation equilibrium points with high degree of accuracy. The stability margins are calculated performing modal analysis at the equilibrium points of PV curves. Besides, it was assessed the possibility of expanding the static modal analysis to all buses of the system, regarding to both active and reactive power. Hence, it is showed that the proposed framework is able to identify the proximity to the system points of collapse, pointing out the critical buses that most affect system stability.

**Keywords:** Angle Stability, Modal Analysis, PSAT, Small-Signal Stability, SSSC, Stability Margin, UPFC, Voltage Stability.

*À Divina e Tainá*

# Agradecimentos

Durante todo meu percurso na pós-graduação pude conviver com pessoas com as quais muito aprendi, além de fazer novas amizades e reforçar antigas. Todas elas merecem meu total respeito e admiração, mas algumas também merecem especial destaque, de forma que gostaria de externar meus sinceros agradecimentos:

- Aos professores Vivaldo e Luiz Carlos, pela oportunidade, amizade, orientação e, especialmente, pela confiança em mim depositada.
- À minha família maravilhosa, Divina, Tainá e Valéria, meu porto-seguro, pela compreensão e apoio.
- Aos meus pais, Antonio e Elza, vocês são grandes responsáveis por eu chegar até aqui.
- Aos meus irmãos, Yuri e Giorgia.
- Aos meus primos campineiros Elias, Cris, Uiram e Sarah.
- Aos amigos Ahda, Alexandre, Anzai, Baldomero, Bonani, Duvier, Edgar, Edilson, Enrique, Giuliano, Guerra, Helmo, Hugo, Jim, João Henrique, Kenji, Leonardo, Madson, Marcelo, Márcia, Marina, Renato, Ricardo, Romis, Sandro, Taciana, Talia, Taís, Wilfredo e tantos outros do DT, DSEE, COSE, DENNIS, DSCE.

Esse trabalho foi desenvolvido  
com o apoio financeiro do CNPq.

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xv</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
<b>2 Fluxo de Carga Expandido</b>	<b>7</b>
2.1 Introdução . . . . .	7
2.2 Modelagem do Fluxo de Carga Expandido . . . . .	10
2.2.1 Método de Newton-Raphson aplicado a Sistemas Elétricos de Potência . . . . .	10
2.2.2 Particularidades da Modelagem . . . . .	14
2.2.3 Inclusão de Dispositivos <i>FACTS</i> . . . . .	29
<b>3 Simulações, Testes e Resultados: Comparação com Métodos Convencionais</b>	<b>39</b>
3.1 Introdução . . . . .	39
3.2 Sistema 16 máquinas/69 barras . . . . .	39
3.3 Sistema 4 máquinas/2 áreas . . . . .	41
3.4 Erros no Cálculo de Pontos de Equilíbrio . . . . .	43
3.4.1 Incrementos de carga . . . . .	43
3.4.2 Contingência em Linha de Transmissão . . . . .	49
3.5 Estudos Paramétricos . . . . .	54
3.5.1 Alterações nas Variáveis de Referência do UPFC . . . . .	54
3.5.2 Alterações na Variável de Referência do Controlador PI . . . . .	60

<b>4</b>	<b>Uma Plataforma Unificada para o Cálculo de Margens de Estabilidade</b>	<b>65</b>
4.1	Introdução . . . . .	65
4.2	Margens de Estabilidade . . . . .	67
4.3	Simulações e Resultados . . . . .	74
4.3.1	Margens de Segurança . . . . .	74
4.3.2	Estudos Adicionais . . . . .	79
<b>5</b>	<b>Perspectivas de Expansão da Análise Modal Estática</b>	<b>85</b>
5.1	Introdução . . . . .	85
5.2	Fatores de Participação e Sensibilidades . . . . .	86
5.2.1	Análise Modal . . . . .	86
5.2.2	Análise Modal Estática . . . . .	91
5.3	Simulações e Resultados . . . . .	95
<b>6</b>	<b>Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros</b>	<b>111</b>
	<b>Referências bibliográficas</b>	<b>113</b>
<b>A</b>	<b>Dados dos Sistemas Teste</b>	<b>125</b>
A.1	Sistema 4 máquinas/2 áreas . . . . .	125
A.2	Sistema fictício de 4 barras . . . . .	127
A.3	Sistema 16 máquinas/69 barras . . . . .	129
A.3.1	Dados das Barras . . . . .	130
A.3.2	Dados de Ramos . . . . .	131
A.3.3	Dados das barras PV e <i>Slack</i> . . . . .	133
A.3.4	Dados das barras de carga . . . . .	134
A.3.5	Dados dinâmicos . . . . .	135

# Lista de Figuras

2.1	Regulador de velocidade - <i>TG Tipo I</i> . . . . .	17
2.2	Regulador de velocidade - <i>TG Tipo II</i> . . . . .	18
2.3	Regulador automático de tensão - <i>AVR Tipo II</i> . . . . .	19
2.4	Regulador automático de tensão - <i>AVR Tipo III</i> . . . . .	21
2.5	Estabilizador de sistemas de potência - <i>PSS Tipo II</i> . . . . .	21
2.6	Estrutura da matriz jacobiana do FCE . . . . .	27
2.7	Processo de inicialização . . . . .	29
2.8	Modelo dinâmico do SSSC . . . . .	32
2.9	Controlador PI . . . . .	33
2.10	Representação do UPFC conectado a uma barra genérica do sistema . . . . .	34
2.11	Modelo dinâmico do UPFC . . . . .	35
2.12	Estrutura da matriz jacobiana do FCE incluindo UPFC . . . . .	36
2.13	Amortecedor de oscilações de potência - <i>POD</i> . . . . .	38
3.1	Sistema de 16 máquinas/69 barras . . . . .	41
3.2	Diagrama unifilar do sistema teste de 2 áreas . . . . .	42
3.3	Erros do FC e FCE relativos à SDT: tensão das barras . . . . .	45
3.4	Erros do FC e FCE relativos à SDT: ângulo da tensão das barras . . . . .	46
3.5	Evolução do ângulo do rotor $\delta$ com incrementos de carga . . . . .	46
3.6	Aumento da potência ativa do gerador 16 . . . . .	47
3.7	Aumento da potência reativa do gerador 1 . . . . .	47
3.8	Erro na potência reativa gerada para um aumento de 30% no carregamento . . . . .	48

3.9	Perfil de tensão do sistema para um carregamento 40% maior . . . . .	49
3.10	Erros nas magnitudes das tensões das barras: FC relativo à SDT . . . . .	50
3.11	Erros nos ângulos das tensões das barras: FC relativo à SDT . . . . .	51
3.12	Erros na potência reativa gerada: FC relativo à SDT . . . . .	52
3.13	Erros na tensão transitória $e'_q$ : FC relativo à SDT . . . . .	52
3.14	Erros no ângulo $\delta$ : FC relativo à SDT . . . . .	53
3.15	Ângulo $\delta$ das máquinas síncronas . . . . .	53
3.16	Efeito de $V_{ref}$ sobre as variáveis internas do UPFC . . . . .	55
3.17	Variação da tensão das barras em função de $V_{ref}$ do UPFC . . . . .	55
3.18	Variação da tensão de campo dos geradores em função de $V_{ref}$ do UPFC . . . . .	56
3.19	Variação do ângulo $\delta$ em função de $V_{ref}$ do UPFC . . . . .	56
3.20	Alívio da potência reativa gerada com aumento na $V_{ref}$ do UPFC . . . . .	57
3.21	Redução das perdas de potência ativa com aumento na $V_{ref}$ do UPFC . . . . .	57
3.22	Efeito de $v_{q0}$ sobre as variáveis internas do UPFC . . . . .	58
3.23	Efeito de $v_{q0}$ sobre os fluxos de potência ativa . . . . .	59
3.24	Efeito de $v_{q0}$ sobre os fluxos de potência reativa . . . . .	59
3.25	Efeito da variação de $P_{ref}$ as variáveis internas do SSSC . . . . .	61
3.26	Variação dos fluxos de potência ativa em função de $P_{ref}$ . . . . .	61
3.27	Perdas de potência ativa em função da alteração em $P_{ref}$ . . . . .	62
3.28	Efeito de $P_{ref}$ sobre as tensões das barras . . . . .	63
3.29	Efeito de $P_{ref}$ na tensão de campo das máquinas . . . . .	63
4.1	Ilustração do método da continuação . . . . .	70
4.2	Problemas de convergência decorrentes da má escolha da barra piloto . . . . .	71
4.3	Plataforma unificada para estudos da estabilidade . . . . .	73
4.4	Variação das margens de estabilidade com a inclusão do UPFC . . . . .	75
4.5	Variação das margens de estabilidade com UPFC e POD . . . . .	76
4.6	Fator de amortecimento e corrente em derivação ( $i_q$ ) do UPFC . . . . .	77
4.7	Impacto de contingência da linha 10 sobre as margens de estabilidade . . . . .	78
4.8	Violação do limite de tensão mínimo . . . . .	79

---

4.9	Efeito da variação de $k_a$ sobre a curva $P\theta$ : máquina 3 . . . . .	80
4.10	Efeito da variação de $k_a$ sobre a curva $P\theta$ : máquina 4 . . . . .	81
4.11	Sistema sem POD: efeito de $k_a$ sobre as margens de estabilidade . . . . .	82
4.12	Sistema com POD: efeito de $k_a$ sobre as margens de estabilidade . . . . .	83
4.13	Sistema com POD: margem de amortecimento em detalhe . . . . .	84
5.1	Sistema fictício de 4 barras . . . . .	96
5.2	Sensibilidades obtidas de $\mathcal{J}_{exp}$ , $\mathcal{A}$ e $\mathcal{J}_a$ - Sistema de 4 barras . . . . .	97
5.3	Sensibilidades e fatores de participação de $\mathcal{J}_a$ - Sistema de 4 barras . . . . .	98
5.4	Variação na MM e sensibilidades dos geradores. - Sistema de 4 barras . . . . .	100
5.5	Sensibilidades obtidas de $\mathcal{J}_{exp}$ , $\mathcal{A}$ e $\mathcal{J}_a$ - Sistema de 69 barras . . . . .	102
5.6	Sensibilidades e fatores de participação de $\mathcal{J}_a$ - Sistema de 69 barras . . . . .	103
5.7	Sensibilidades das barras de geração - Sistema de 69 barras . . . . .	104
5.8	Redespachos dos geradores e sensibilidades de $\mathcal{J}_a$ . . . . .	108
5.9	Redespachos dos geradores e sensibilidades de $\mathcal{J}_{exp}$ . . . . .	109



# Lista de Tabelas

5.1	Redespacho de potência ativa dos geradores . . . . .	100
5.2	Redespacho dos geradores por aumento da potência ativa especificada . . . . .	105
5.3	Redespacho dos geradores por redução do estatismo (R) . . . . .	105
5.4	Redespacho dos geradores por aumento da tensão especificada . . . . .	106
5.5	Redespacho dos geradores por aumento do ganho do regulador de tensão . . . . .	106
A.1	Dados de Barras . . . . .	125
A.2	Dados de Ramos . . . . .	126
A.3	Dados das Máquinas Síncronas . . . . .	126
A.4	Dados dos Reguladores Automáticos de Tensão - <i>AVR tipo III</i> . . . . .	126
A.5	Dados dos Reguladores de Velocidade - <i>TG tipo II</i> . . . . .	126
A.6	Dados do UPFC . . . . .	126
A.7	Dados do POD . . . . .	127



# Capítulo 1

## Introdução

A modelagem e análise de sistemas elétricos de potência não é uma tarefa trivial. A diversidade de fenômenos físicos envolvidos no processo de geração, transmissão e consumo de energia elétrica tornam a natureza do problema inerentemente complexa. Além disso, desde os primeiros sistemas elétricos industriais, no início do século XX, engenheiros e pesquisadores são permanentemente postos frente a novas questões, devido ao aparecimento de cenários até então inexistentes. O simples processo de interligação dos sistemas, que visava em especial aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia e facilitar a regulação de tensão e frequência, por si só contribuiu para o aumento da complexidade das análises (Kimbark 1956).

Desde então, com o crescimento e o emprego de novas tecnologias nos sistemas interligados, problemas relacionados à operação dos mesmos e, conseqüentemente, a sua análise, têm motivado o desenvolvimento e o aprimoramento de modelos e ferramentas para os mais diversos tipos de estudos.

No que tange à questão da estabilidade, o emprego do modelo clássico (Kimbark 1956, Kundur 1994, Sauer & Pai 1998) para representação das máquinas síncronas foi por muito tempo suficiente para estudar os casos de instabilidade aperiódica que os primeiros sistemas interligados experimentavam. Tais estudos limitavam-se aos problemas conhecidos como estabilidade transitória e estabilidade de regime permanente, sendo que a primeira avaliava apenas se as máquinas eram capazes de vencer a primeira oscilação (comumente referida como primeiro *swing*) após a ocorrência de uma grande perturbação, como curto-circuitos e perdas de linhas.

Já a segunda, baseava-se apenas no coeficiente sincronizante do gerador e estava relacionada a variações graduais, como aumentos de carga (Kimbark 1956, Da Costa 1992, Ayres 2005).

Ainda hoje o modelo clássico é bastante útil para diversos tipos de estudos, em especial nos ditos métodos diretos, baseados no cálculo da função energia do sistema (Haque 1991, Berggren & Andersson 1993, Irisarri et al. 1994, Chu et al. 1995, Treinen et al. 1996, Liu & Thorp 1997, Zhengdao et al. 2002, Nazareno et al. 2004). Entretanto, a partir da década de 1950, visando o aumento do limite de estabilidade transitória, o emprego de reguladores automáticos de tensão com maiores ganhos e menores tempos de resposta muito contribuiu para o aparecimento de casos de instabilidade oscilatória, cujo entendimento demandou uma modelagem mais detalhada da máquina síncrona e de seus controles.

O surgimento de oscilações nos fluxos de potência das linhas de transmissão representava um fato novo, em especial porque a abordagem utilizada nos estudos de estabilidade não favorecia a previsão de tal fenômeno. Considerava-se que se o sistema fosse capaz de absorver a energia do transitório relacionado ao “primeiro *swing*”, o mesmo seria capaz de encontrar um novo ponto de equilíbrio estável. Desta forma, os operadores foram surpreendidos com casos em que, decorridos alguns segundos após os geradores terem vencido a primeira oscilação, os sistemas tornavam-se instáveis por oscilações de amplitudes crescentes (Da Costa 1992, Deckmann & Da Costa 1994). Mas foi apenas no final da década de 60 que as análises realizadas por De Mello & Concordia (1969) esclareceram como a ação dos reguladores automáticos de tensão pode levar à instabilidade oscilatória.

Através do modelo linearizado de Heffron & Phillips (1952), De Mello & Concordia (1969) estabeleceram as bases para a compreensão do fenômeno e propuseram uma solução efetiva para o problema. A idéia consistia em fornecer torque de amortecimento<sup>1</sup> adicional às oscilações do rotor, introduzindo sinais estabilizantes suplementares nos sistemas de controle de excitação dos geradores, através de dispositivos denominados Estabilizadores de Sistemas de Potência (PSS do inglês, *Power System Stabilizer*). Vale ressaltar, que tal metodologia ainda figura como a principal alternativa para contornar problemas de instabilidade oscilatória, sem abrir

---

<sup>1</sup>Ao representar graficamente no plano de fases o torque sincronizante (proporcional às variações angulares do rotor) e o torque de amortecimento (proporcional às variações de velocidade do rotor), Da Costa (1992) forneceu uma interpretação bastante didática para estes conceitos introduzidos por De Mello & Concordia (1969).

---

mão dos benefícios que reguladores de tensão com ganhos altos podem trazer ao sistema.

Mas, atualmente, vive-se um contexto em que o permanente crescimento da demanda associado à dificuldade de ampliação dos sistemas elétricos de potência fortalece a filosofia de máximo aproveitamento da infraestrutura de geração e transmissão já existente.

A adoção dessa nova filosofia tem estimulado o estabelecimento de novos paradigmas para a análise e operação dos sistemas elétricos. Levados a operar em regiões mais próximas de seus limites, os sistemas elétricos tornam-se mais vulneráveis a faltas e perturbações menores e, por outro lado, os novos dispositivos de controle (em especial os baseados em eletrônica de potência), incluídos na rede de transmissão para flexibilizar seus limites, aumentam a complexidade da modelagem matemática, já que suas repostas dinâmicas não são englobadas pelas equações algébricas que comumente representam a rede.

Tem-se, portanto, um aumento na complexidade das análises em dois sentidos: o realce do comportamento não-linear do sistema devido à operação sob elevados carregamentos e a necessidade de adequar a modelagem da rede para representar novos dispositivos e controladores.

A análise de sistemas elétricos de potência através de simulação não-linear no domínio do tempo permite representar com grande fidelidade a resposta dinâmica dos sistemas (Sauer & Pai 1998, Kundur 1994), independentemente do seu grau de estresse e da inclusão de novos dispositivos. Entretanto, além de seu elevado custo em termos de tempo e processamento computacional, tal método é incapaz de fornecer respostas sobre quais seriam os fatores limitantes da operação sob determinado despacho de potência, quão próximo o sistema estaria desses limites e quais seriam as medidas mais efetivas para devolver o sistema a um ponto de operação mais seguro, caso não houvesse suficientes margens de estabilidade e/ou segurança.

Especificamente, para os fenômenos lentos de instabilidade de tensão, alguns autores (Loud et al. 2001, Wang et al. 2006, Capitanescu & Cutsem 2005, Vournas et al. 1999) têm proposto metodologias baseadas em análises de Quase-Regime Permanente (do inglês, Quasi Steady-State - QSS) como forma de incorporar o comportamento dinâmico dos equipamentos que contribuem mais significativamente para o problema, sem elevar o custo computacional ao nível das análises no domínio do tempo convencionais.

A metodologia baseia-se em uma decomposição em escalas de tempo, na qual despreza-se a

dinâmica rápida, substituindo-a por equações de equilíbrio, considerando apenas o comportamento no tempo dos dispositivos de resposta lenta. Com isso, têm-se informações mais precisas sobre o fenômeno de instabilidade de tensão que as provenientes das metodologias baseadas nas equações do fluxo de carga e de interpretação mais fácil do que resultados obtidos considerando também os transitórios do sistema (Cañizares 1995). Entretanto, apesar da grande simplificação na modelagem matemática obtida por esse tipo de análise, o horizonte de simulação para que se possa observar a trajetória completa das variáveis do sistema até um novo ponto de equilíbrio, depois de sofrer determinada perturbação, é da ordem de minutos (Loud et al. 2001, Wang et al. 2006, Capitanescu & Cutsem 2005, Vournas et al. 1999), fato que ainda torna seu custo computacional um limitante para o seu uso em sistemas de grande porte.

Na busca de índices e informações capazes de direcionar ações preventivas, num ambiente em que a máxima capacidade de transferência de potência pode ser cada vez mais afetada por restrições dinâmicas (Chung et al. 2004, NERC 1996), os interesses originalmente nos fatores de participação da análise modal (Kundur 1994) e nos fatores de participação da análise modal "estática" (Gao et al. 1992, Silva et al. 2002, Kopcak et al. 2003, Huang et al. 2003), têm se voltado para outras sensibilidades provenientes das diferentes matrizes Jacobianas que podem compor a modelagem do sistema.

Delfino et al. (2000), obtiveram índices dinâmicos para os despachos de potência reativa a partir de sensibilidades da então definida "jacobiana dinâmica do fluxo de carga", através de simulação no domínio do tempo. Em (Chung et al. 2004), propõe-se o redespacho da geração em casos de restrição por baixo torque de amortecimento, avaliando-se a influência de cada gerador sobre o modo de oscilação mal amortecido, pelas sensibilidades dos fatores de amortecimento em relação às injeções de potência ativa dos mesmos. Em termos de análise de contingências visando critérios de segurança dinâmicos, Nam, Shim, Kim, Song & Lee (2000) fazem a seleção de contingências críticas através do cálculo das sensibilidades do fator de torque sincronizante em relação aos ramos da malha de transmissão; o método baseia-se nas sensibilidades de primeira e segunda ordem dos autovalores e autovetores da matriz Jacobiana completa do sistema e pode ser generalizado para sensibilidades em relação a outros parâmetros como mostrado em Nam, Kim, Shim & Lee (2000).

---

Apesar dos importantes resultados obtidos nos trabalhos acima descritos, estes ainda apresentam algumas desvantagens. Naqueles baseados na análise de Quase-Regime Permanente (Loud et al. 2001, Wang et al. 2006, Capitanescu & Cutsem 2005, Vournas et al. 1999) e na Simulação no Domínio do Tempo convencional (Delfino et al. 2000), o custo computacional ainda é o principal limitante. Já nos estudos de sensibilidades através da análise linearizada de pequenas perturbações, o problema maior reside na precisão do cálculo do ponto de equilíbrio pós-perturbação. Nessa metodologia, as variáveis e Jacobianas dinâmicas são inicializadas a partir do resultado de um fluxo de carga, entretanto, as hipóteses admitidas para os geradores para modelá-los como injeções de potência e tensão constantes (barras PV) só se confirmariam caso os reguladores de tensão possuíssem ganho estático infinito, ou se o sistema tivesse um perfeito controle secundário de tensão (Feng et al. 2000, Da Silva 2001, Yeu & Sauer 2005). Isso implica que haverá erro no estado do sistema pós-perturbação e esse erro poderá ser tão maior, quanto maior for a distância do novo ponto de equilíbrio para o ponto de equilíbrio pré-perturbação.

Nesse contexto, faz-se aqui a expansão das equações do método de fluxo de carga através da inclusão das equações diferenciais dos componentes dinâmicos, calculadas em um determinado ponto de equilíbrio. Tal metodologia facilita a modelagem em regime permanente de novos dispositivos, em especial os FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), permite uma representação mais fiel dos limites das máquinas síncronas e de outros controladores, bem como pode auxiliar na definição de medidas preventivas baseadas nas informações modais e das sensibilidades da matriz Jacobiana completa e de suas possíveis matrizes reduzidas, com custo computacional pouco maior que o da análise modal convencional, além de inferir com precisão sobre a existência de um ponto de operação pós-perturbação estável.

Portanto, objetivando a definição e apresentação de uma plataforma unificada para análise da estabilidade de sistemas elétricos de potência, este trabalho está organizado da seguinte forma:

- No Capítulo 2 é descrita a modelagem do fluxo de carga expandido que incorpora as características de regime permanente dos dispositivos dinâmicos do sistema;
- Simulações e resultados comparando pontos de equilíbrio pós-perturbação obtidos pelo

- 
- fluxo de carga expandido e por simulação não-linear no domínio do tempo, bem como estudos paramétricos, são conduzidos no Capítulo 3 como forma de validar a metodologia;
- A plataforma unificada para avaliação da estabilidade de sistemas de potência toma corpo com a implementação de um método da continuação sobre o fluxo de carga expandido, permitindo a identificação de quatro diferentes pontos de colapso do sistema, sob o ponto de vista da perda de estabilidade, como apresentado no Capítulo 4;
  - Objetivando aumentar a abrangência da plataforma proposta, no Capítulo 5 são discutidas as perspectivas de expansão da análise modal estática para todas as barras do sistema, para que se possa vislumbrar os impactos de todos os componentes do sistema sobre as margens de estabilidade de tensão, e;
  - No Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais, bem como sugestões para trabalhos futuros.

# Capítulo 2

## Fluxo de Carga Expandido

### 2.1 Introdução

NESTE capítulo é descrita a modelagem do “Fluxo de Carga Expandido”, a ferramenta que viabiliza a proposta deste trabalho de uma plataforma unificada para análise da estabilidade de sistemas elétricos de potência.

Como o próprio nome sugere, o método baseia-se na expansão das equações de fluxo de carga pela inclusão de equações que melhor representem os dispositivos dinâmicos conectados à rede, para o cálculo de pontos de equilíbrio supostamente mais realistas. Essa idéia não é necessariamente recente, mas sua implementação pode ser assim considerada, já que tem sido relatada apenas na última década (Feng et al. 2000, Zhu et al. 2000, Da Silva 2001, Sauer 2002, Yeu & Sauer 2005, Kopcak et al. 2007a, Kopcak et al. 2007b).

Tradicionalmente, o cálculo de pontos de equilíbrio tem sido realizado através de métodos de fluxo de carga “convencionais”, cuja modelagem simplificada representa geradores como fontes de tensão constante (barras PV), bem como as gerações e demandas como injeções de potência, na maioria dos casos, também constantes.

O primeiro método de solução inteiramente digital do problema é atribuído a Ward & Hale (1956) (*apud* Sasson & Jaimes 1967) e remonta de meados da década de 1950. A partir deste trabalho pioneiro, vários métodos foram propostos (Brown et al. 1963, Sasson & Jaimes 1967) até que fosse entendido como vantajoso solucionar o problema de fluxo de

carga através do método de Newton (Tinney & Hart 1967), sendo que todos eles discutiam, fundamentalmente, as propriedades de métodos de cálculo numérico iterativo que permitissem contornar as limitações de processamento e memória dos computadores da época.

Mas foi, talvez, a possibilidade de incorporar particularidades dos desacoplamentos das equações de potência ativa e reativa (Stott & Alsac 1974), a principal responsável pela hegemonia do método de Newton na solução dos problemas de fluxo de carga, por viabilizar a solução de sistemas de grande porte (da ordem de milhares de nós/barramentos) considerando múltiplos cenários. Não obstante, apesar da capacidade limitada dos computadores representar um grande obstáculo à simulação de sistemas de grande porte, Tinney & Hart (1967) apontavam como principal vantagem do método a sua flexibilidade:

*“Probably the most significant attribute of Newton’s method is the fact that the program needs only small modification to perform other important functions. (...)”*

Neste caso, em especial, os autores referiam-se à “facilidade” com que as equações de balanço de potência poderiam ser incluídas como restrição de igualdade em problemas de otimização, quando modeladas pelo método de Newton (Peschon et al. 1968). Mas é interessante notar que justamente essa “flexibilidade”, atribuída ao método ainda em suas primeiras experimentações em sistemas elétricos de potência, é o que viabiliza a inclusão das equações que representam de forma mais detalhada os dispositivos e equipamentos ligados à rede figurando, também, entre os principais argumentos dos pesquisadores que defendem tal inclusão (Da Silva 2001, Chung et al. 2004, Yeu & Sauer 2005, Kopcak et al. 2007a, Kopcak et al. 2007b).

Vale ressaltar que a capacidade dos processadores teve um crescimento vertiginoso se comparados os primeiros computadores às máquinas atuais, de forma que para muitos estudos não mais se justificam algumas simplificações na modelagem. Tal avanço tem permitido propostas de novas metodologias que dificilmente teriam viabilidade prática em um passado não muito distante. Além disso, preocupações com o estressamento dos sistemas em todo o mundo, pela operação sob elevados carregamentos, têm requerido modelagens mais completas dos dispositivos dinâmicos ou mesmo melhoria nos métodos de análise. Entretanto, no que diz respeito ao cálculo de pontos de equilíbrio, o fluxo de carga convencional ainda é a ferramenta mais utilizada, mesmo quando se admite não ser este o procedimento mais adequado, como em (Chung

et al. 2004):

*“The postcontingency powerflow applicable for small signal stability analysis is a condition in which the postfault dynamics have settled but the conventional powerflow controls (such as scheduled active power and voltage of generators) have not been enforced. This corresponds to a steady-state solution of the postcontingency system dynamic equations with the derivatives of the dynamic states set at zero. In this work, however, a simplification is made to use the conventional powerflow method for the determination of the postcontingency condition. This is deemed acceptable for illustration of the idea presented. When implementing such a technique for actual system operations, the appropriate method should be used.”*

Mesmo os métodos que primeiro utilizaram uma modelagem equivalente ao que aqui denominamos fluxo de carga expandido, partiram de abordagens voltadas para problemas de cálculo de margens de estabilidade de tensão (Feng et al. 2000, Zhu et al. 2000, Da Silva 2001). Sauer (2002) foi o primeiro a propor a ferramenta explicitamente preocupado com a questão do cálculo mais preciso de pontos de equilíbrio, chegando a implementar três possíveis variantes da mesma poucos anos depois (Yeu & Sauer 2005).

Nas próximas seções demonstram-se os principais aspectos da modelagem do fluxo de carga expandido, bem como são discutidas as particularidades quanto à inclusão de diversos dispositivos dinâmicos. Todo programa foi desenvolvido alterando a estrutura do PSAT (*Power System Analysis Toolbox*). O PSAT é um *software* livre, desenvolvido em ambiente MATLAB<sup>®</sup> e contém uma vasta gama de ferramentas para análise de sistemas elétricos de potência, como: fluxo de carga, fluxo de carga da continuação, fluxo de carga ótimo, análise modal e simulação no domínio do tempo (Milano 2005, Milano 2006).

Após a descrição da modelagem, resultados de simulações utilizadas para validar a metodologia são apresentados no Capítulo 3.

## 2.2 Modelagem do Fluxo de Carga Expandido

### 2.2.1 Método de Newton-Raphson aplicado a Sistemas Elétricos de Potência

Um sistema elétrico de potência apresenta um comportamento dinâmico, não-linear, que pode ser representado por um conjunto de equações algébricas e diferenciais, como abaixo descrito (Kundur 1994, Sauer & Pai 1998):

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\lambda}, \mathbf{u}, t) \quad (2.1a)$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\lambda}, \mathbf{u}, t) \quad (2.1b)$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{p}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\lambda}, \mathbf{u}, t) \quad (2.1c)$$

$$\mathbf{w} = \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\lambda}, \mathbf{u}, t) \quad (2.1d)$$

nas quais as variáveis  $\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\lambda}, \mathbf{u}, t$  podem ser definidas como segue:

- $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$  é o vetor das variáveis de estado (diferenciais), como o estado dinâmico dos geradores, cargas e demais controladores e dispositivos conectados ao sistema;
- $\mathbf{y} \in \mathbb{R}^m$  é o vetor de variáveis algébricas que relaciona as dinâmicas rápidas com a rede de transmissão;
- $\boldsymbol{\lambda} \in \mathbb{R}^\ell$  é um conjunto de parâmetros incontroláveis, tais como as variações na potência ativa e reativa das cargas (carregamento do sistema);
- $\mathbf{u} \in \mathbb{R}^k$  é um conjunto de parâmetros controláveis tais como *tap* de transformadores ou parâmetros de referência de outros controles.
- $t \in \mathbb{R}$  é um escalar que representa a variação do tempo (normalmente não é considerado explicitamente nas equações).

e as funções  $\mathbf{f}(\cdot)$ ,  $\mathbf{g}(\cdot)$ ,  $\mathbf{p}(\cdot)$  e  $\mathbf{h}(\cdot)$  são definidas por:

- $\mathbf{f} \in \mathbb{R}^n$  é o conjunto de equações diferenciais que representam as dinâmicas do sistema;

- $\mathbf{g} \in \mathbb{R}^m$  é um conjunto de equações algébricas associado ao balanço nodal de potência em cada barra da malha de transmissão do sistema<sup>1</sup>; são equações de acoplamento;
- $\mathbf{p} \in \mathbb{R}^k$  é um conjunto de equações algébricas de interface que convertem variáveis das máquinas (geradores, motores, etc.) do eixo de coordenadas  $dq\theta$  para o eixo de coordenadas real-imaginário das variáveis da rede, e vice-versa; são equações de acoplamento;
- $\mathbf{h} \in \mathbb{R}^l$  é o conjunto de equações das variáveis de saída (medidas), como o fluxo de potência nas linhas, tensões nas barras, as velocidades dos rotores dos geradores, ou outra grandeza que se deseje monitorar como saída.

Note que neste documento adota-se como convenção que letras em negrito representam vetores, quando minúsculas, e matrizes, no caso de letras maiúsculas. Um ponto sobre uma letra representa a derivada parcial da variável em questão em relação ao tempo,  $\partial/\partial t$ .

No conjunto de equações apresentado em (2.1), as variáveis  $\boldsymbol{\lambda}$  e  $\mathbf{u}$  são normalmente constantes, em especial quando não são considerados os controles secundários de tensão e frequência, por exemplo. Mesmo quando há controles suplementares atuando sobre as variáveis de referência ( $\mathbf{u}$ ), como PSS's (*Power System Stabilizer*) e POD's (*Power Oscillation Damper*), sua variação acontece apenas durante transitórios, não afetando seu valor em regime permanente. Quanto às equações (2.1c) e (2.1d), tem-se que a primeira é comumente eliminada e substituída em (2.1b); já a segunda, por representar as saídas, é obtida a partir das soluções de (2.1a) e (2.1b), de forma que, em geral, a solução destas últimas independe de solucionar-se ou não (2.1d). Portanto, as equações (2.1c) e (2.1d), e as variáveis  $\boldsymbol{\lambda}$  e  $\mathbf{u}$  serão omitidas no decorrer do texto apenas por questão de facilitar a leitura.

Quando todos os transitórios do sistema foram amortecidos não mais havendo, portanto, variação em relação ao tempo, diz-se que o sistema encontra-se em um ponto de equilíbrio de regime permanente. Matematicamente isso significa que todas as derivadas em relação ao tempo se anulam e as equações tornam-se independentes da variável  $t$ . Assim, e considerando as omissões já previstas, (2.1) pode ser reescrita da seguinte forma (Feng et al. 2000, Zhu et al. 2000, Da Silva 2001, Yeu & Sauer 2005, Kopcak et al. 2007a, Kopcak et al. 2007b):

---

<sup>1</sup>Em (Kundur 1994), como em muitos trabalhos, usa-se o balanço nodal de corrente, mas Deckmann & Da Costa (1994) mostram ser vantajoso fazer o equacionamento em termos de potência, por permitir uma melhor visualização da estrutura da rede.

$$\mathbf{0} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (2.2a)$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (2.2b)$$

Esta simplificação que resulta em (2.2) elimina a necessidade de resolver por integração as equações diferenciais representadas por (2.2a), pois no ponto de equilíbrio, estas podem ser tratadas como equações algébricas<sup>2</sup>. Isso representa uma grande vantagem, pois o problema fica restrito a encontrar os zeros de um conjunto de funções algébricas não lineares, cuja solução pode ser obtida através do método de Newton-Raphson. Ao fazê-lo, une-se a precisão dos métodos de simulação no domínio do tempo e a eficiência computacional de um método de fluxo de carga convencional. Tal possibilidade é viabilizada porque eliminam-se simplificações (ao incorporar uma modelagem mais detalhada dos componentes do sistema), sem a necessidade de acompanhar a trajetória completa das variáveis no tempo (Kopcak et al. 2007b, Kopcak et al. 2007c).

Expandindo (2.2) em série de Taylor e retendo apenas os termos de primeira ordem tem-se:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}, \mathbf{y}_0 + \Delta\mathbf{y}) = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) + \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)\Delta\mathbf{x} + \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{y}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)\Delta\mathbf{y} \quad (2.3a)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}, \mathbf{y}_0 + \Delta\mathbf{y}) = \mathbf{g}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) + \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)\Delta\mathbf{x} + \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{y}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)\Delta\mathbf{y} \quad (2.3b)$$

Em (2.3) supõe-se que  $(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)$  seja um ponto conhecido e suficientemente próximo do conjunto solução  $(\mathbf{x}^*, \mathbf{y}^*)$  que satisfaz (2.2), tal que para um pequeno incremento  $(\Delta\mathbf{x}, \Delta\mathbf{y})$  possa ser assumido que:

$$\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x} \approx \mathbf{x}^* \quad (2.4a)$$

$$\mathbf{y}_0 + \Delta\mathbf{y} \approx \mathbf{y}^* \quad (2.4b)$$

---

<sup>2</sup>De fato, quando  $\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{0}$ ,  $\mathbf{f}(\cdot)$  se torna um conjunto de equações algébricas.

A partir dessa consideração, pode-se então escrever:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}, \mathbf{y}_0 + \Delta\mathbf{y}) \approx \mathbf{f}(\mathbf{x}^*, \mathbf{y}^*) = \mathbf{0} \quad (2.5a)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}, \mathbf{y}_0 + \Delta\mathbf{y}) \approx \mathbf{g}(\mathbf{x}^*, \mathbf{y}^*) = \mathbf{0} \quad (2.5b)$$

Portanto, substituindo os termos à esquerda da igualdade em (2.3) por zero e escrevendo em forma matricial, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta\mathbf{x} \\ \Delta\mathbf{y} \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) & \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{y}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \\ \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) & \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{y}}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0) \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

A equação (2.6) mostra que a partir de um dado ponto  $(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0)$  é possível calcular os incrementos necessários para encontrar um novo ponto que satisfaça (2.2). É evidente que o novo ponto dificilmente será, de fato, a solução  $(\mathbf{x}^*, \mathbf{y}^*)$ . Na verdade, a solução é refinada de forma iterativa, repetindo-se o método até que um determinado critério de convergência seja alcançado. Assim, o método iterativo de Newton-Raphson aplicado as equações de sistemas elétricos de potência, seria:

$$\begin{bmatrix} \Delta\mathbf{x}^n \\ \Delta\mathbf{y}^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1^n & \mathbf{J}_2^n \\ \mathbf{J}_3^n & \mathbf{J}_4^n \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{x}^n, \mathbf{y}^n) \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}^n, \mathbf{y}^n) \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{x}^{n+1} \\ \mathbf{y}^{n+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{x}^n \\ \mathbf{y}^n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{x}^n \\ \Delta\mathbf{y}^n \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

nas quais o sobrescrito  $n$  denota o número da iteração e as submatrizes jacobianas  $\mathbf{J}_1$ ,  $\mathbf{J}_2$ ,  $\mathbf{J}_3$  e  $\mathbf{J}_4$  correspondem, respectivamente, às derivadas parciais  $\partial \mathbf{f} / \partial \mathbf{x}$ ,  $\partial \mathbf{f} / \partial \mathbf{y}$ ,  $\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{x}$  e  $\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{y}$ , calculadas em  $(\mathbf{x}^n, \mathbf{y}^n)$ .

Há várias possibilidades de critérios de convergência, com pouca diferença prática entre eles. No caso do algoritmo aqui implementado, o processo é interrompido quando:

$$\max \left| \begin{array}{l} \mathbf{f}(\mathbf{x}^{n+1}, \mathbf{y}^{n+1}) \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}^{n+1}, \mathbf{y}^{n+1}) \end{array} \right| \leq tol \quad (2.9)$$

sendo  $tol$  a tolerância desejada (nas simulações deste trabalho adotou-se  $tol = 10^{-8}$ )<sup>3</sup>.

É interessante notar que o critério de parada está relacionado às equações originais, não-lineares, representadas por (2.2) e que a linearização correspondente ao cálculo das matrizes jacobianas em (2.7) define apenas a direção e a dimensão do incremento durante o processo iterativo, não influenciando na precisão do resultado, que será tão mais preciso quanto menor for a tolerância adotada. Desta forma, caso seja permitido a um método de simulação no domínio do tempo que solucione (2.1) num horizonte de tempo tal que todos os transitórios tenham se extinguido, o estado final do sistema deve ser exatamente o mesmo que seria obtido, considerando-se o mesmo estado inicial e a mesma perturbação, se (2.2) fosse solucionada pelo método iterativo acima descrito. Isso é comprovado através de resultados numéricos no Capítulo 3.

### 2.2.2 Particularidades da Modelagem

Na seção anterior, descreveu-se o método de Newton-Raphson de forma propositadamente genérica, com o objetivo de fornecer um panorama geral do mesmo, supondo assim facilitar seu entendimento. Entretanto, sua modelagem matemática resumidamente representada por (2.7), (2.8) e (2.9), possui particularidades que merecem atenção especial.

O PSAT possui uma biblioteca com diversos modelos para a representação da maioria dos equipamentos e dispositivos de controle de sistemas de potência (Milano 2005), incluindo máquinas síncronas (desde o modelo clássico a um modelo de oitava ordem), transformadores de dois enrolamentos, três enrolamentos e com variação automática de *tap*, reguladores automáticos de tensão (AVR - *Automatic Voltage Regulator*), reguladores de velocidade (TG - *Turbine Governor*), estabilizadores de sistemas de potência (PSS - *Power System Stabilizer*), amortecedores de oscilações de potência (POD - *Power Oscillation Damper*), dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), dentre outros. Todos os modelos têm documentação

<sup>3</sup>Apesar de  $10^{-8}$  ser uma tolerância bastante restritiva (para muitos casos práticos exageradamente restritiva), ela foi mantida após os testes iniciais mostrarem que a convergência ocorria com cerca de três iterações, mesmo com esta tolerância tão baixa.

completa em (Milano 2006), de forma que aqui detalharemos apenas aqueles utilizados nas simulações deste trabalho.

Para a máquina síncrona foi utilizado o modelo de sexta ordem (Sauer & Pai 1998), que é representado pelas seguintes equações diferenciais no PSAT (Milano 2006):

$$\dot{\delta}_i = (\omega_i - 1)\omega_s \quad (2.10a)$$

$$\dot{\omega}_i = (P_{m_i} - P_{e_i} - D_i(\omega_i - 1))M_i^{-1} \quad (2.10b)$$

$$\begin{aligned} \dot{e}'_{q_i} = & \left( -f_{sat}(e'_{q_i}) - \left( x_{d_i} - x'_{d_i} - \frac{T''_{d0_i} x''_{d_i}}{T'_{d0_i} x'_{d_i}} (x_{d_i} - x'_{d_i}) \right) i_{d_i} \right. \\ & \left. + \left( 1 - \frac{T_{AA_i}}{T'_{d0_i}} \right) v_{f_i} \right) T'_{d0_i}{}^{-1} \end{aligned} \quad (2.10c)$$

$$\dot{e}'_{d_i} = \left( -e'_{d_i} - \left( x_{q_i} - x'_{q_i} - \frac{T''_{q0_i} x''_{q_i}}{T'_{q0_i} x'_{q_i}} (x_{q_i} - x'_{q_i}) \right) i_{q_i} \right) T'_{q0_i}{}^{-1} \quad (2.10d)$$

$$\begin{aligned} \dot{e}''_{q_i} = & \left( -e''_{q_i} + e'_{q_i} - \left( x'_{d_i} - x''_{d_i} + \frac{T''_{d0_i} x''_{d_i}}{T'_{d0_i} x'_{d_i}} (x_{d_i} - x'_{d_i}) \right) i_{d_i} \right. \\ & \left. + \frac{T_{AA_i}}{T'_{d0_i}} v_{f_i} \right) T''_{d0_i}{}^{-1} \end{aligned} \quad (2.10e)$$

$$\dot{e}''_{d_i} = \left( -e''_{d_i} + e'_{d_i} + \left( x'_{q_i} - x''_{q_i} + \frac{T''_{q0_i} x''_{q_i}}{T'_{q0_i} x'_{q_i}} (x_{q_i} - x'_{q_i}) \right) i_{q_i} \right) T''_{q0_i}{}^{-1} \quad (2.10f)$$

nas quais  $i = 1, 2, 3, \dots, nm$ , e as demais variáveis podem ser assim definidas:

- $nm$  é o número de máquinas síncronas;
- $\delta$  é o ângulo do rotor da máquina, em *rad*;
- $\omega$  é velocidade angular do rotor em *pu* e  $\omega_s = 2\pi f$  é velocidade angular síncrona, sendo  $f$  a frequência do sistema em *Hz*;
- $P_m$  e  $P_e$  são, respectivamente, a potência mecânica entregue no eixo do rotor e a potência elétrica no entreferro em *pu*;
- $D$  é o coeficiente de amortecimento (neste trabalho adota-se  $D = 0$ )<sup>4</sup>;
- $M$  é o coeficiente de inércia do conjunto turbina-gerador, sendo  $M = 2H$  e  $H$  a constante de inércia, dados em *kWs/kVA*;

---

<sup>4</sup>Kundur (1994) apresenta a constante de amortecimento como uma forma simplificada de representar a variação da carga com a frequência. Ela é normalmente utilizada quando não é incluída a modelagem do regulador de velocidade.

- $x_d$ ,  $x'_d$  e  $x''_d$  são, respectivamente, a reatância síncrona de eixo direto, a reatância transitória de eixo direto e a reatância subtransitória de eixo direto, em  $pu$ ;
- $x_q$ ,  $x'_q$  e  $x''_q$  são, respectivamente, a reatância síncrona de eixo quadratura, a reatância transitória de eixo quadratura e a reatância subtransitória de eixo quadratura, em  $pu$ ;
- $T'_{d0}$  e  $T''_{d0}$  são, respectivamente, as constantes de tempo de circuito aberto transitória e subtransitória de eixo direto, em  $s$ ;
- $T'_{q0}$  e  $T''_{q0}$  são, respectivamente, as constantes de tempo de circuito aberto transitória e subtransitória de eixo quadratura, em  $s$ ;
- $T_{AA}$  é a constante de tempo de dispersão adicional ao eixo direto, em  $s$  (neste trabalho,  $T_{AA} = 0$ )<sup>5</sup>;
- $f_{sat}$  é a função de saturação (neste trabalho não é considerada a saturação de  $e'_q$ , de forma que  $f_{sat}(e'_q) = e'_q$ );
- $v_f$  é a tensão no enrolamento de campo, em  $pu$ ;
- $e'_d$  e  $e''_d$  são as componentes das tensões transitória e subtransitória no eixo direto, respectivamente, em  $pu$ ;
- $e'_q$  e  $e''_q$  são as componentes das tensões transitória e subtransitória no eixo em quadratura, respectivamente, em  $pu$ ;
- $i_d$  e  $i_q$  são as componentes da corrente de armadura no eixo direto e quadratura, respectivamente, em  $pu$ ;

E as equações de acoplamento algébricas do estator são:

$$0 = v_{q_i} + r_{a_i} i_{q_i} - e''_{q_i} + (x''_{d_i} - x_{l_i}) i_{d_i} \quad (2.11a)$$

$$0 = v_{d_i} + r_{a_i} i_{d_i} - e''_{d_i} - (x''_{q_i} - x_{l_i}) i_{q_i} \quad (2.11b)$$

nas quais,  $r_a$  é a resistência do estator,  $x_l$  é a reatância de dispersão,  $v_d$  e  $v_q$  são as componentes da tensão terminal da máquina nos eixos direto e quadratura, respectivamente, sendo todas as grandezas em  $pu$ .

---

<sup>5</sup>Esta é uma particularidade da modelagem da máquina síncrona presente no PSAT que é normalmente desprezada (muitas vezes a própria reatância de dispersão é desprezada). Neste trabalho esta constante de tempo também não foi utilizada por ausência de dados sobre a mesma.

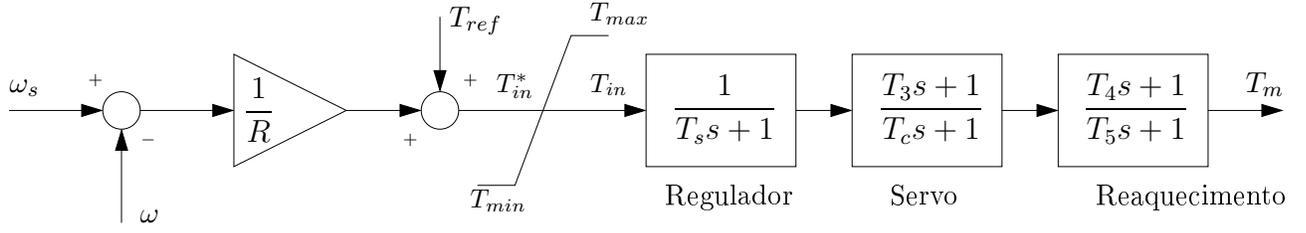


Figura 2.1: Regulador de velocidade - *TG Tipo I*.

Para o controle da velocidade e da potência ativa gerada, as máquinas foram equipadas com reguladores de velocidade. Tais controladores se fazem necessários pois após uma perturbação, como por exemplo aumento/redução de carga ou abertura de linhas de transmissão, o ajuste das injeções de potência ativa das máquinas se dará preliminarmente de acordo com o estatismo destes para depois, num horizonte de tempo maior (chegando a dezenas de minutos), serem reajustadas pelo operador ou algum tipo de controle secundário em conformidade com contratos e/ou critérios de segurança. Dois modelos distintos disponíveis na biblioteca do PSAT foram utilizados. O primeiro deles é apresentado na Figura 2.1 e corresponde ao conjunto da turbina térmica associada ao seu regulador, cujas equações são:

$$T_{in_i}^* = T_{ref_i} + \frac{1}{R_i}(\omega_s - \omega_i) \quad (2.12a)$$

$$T_{in_i} = \begin{cases} T_{in_i}^* & \text{if } T_{i\ min} \leq T_{in_i}^* \leq T_{i\ max} \\ T_{i\ max} & \text{if } T_{in_i}^* > T_{i\ max} \\ T_{i\ min} & \text{if } T_{in_i}^* < T_{i\ min} \end{cases} \quad (2.12b)$$

$$\dot{t}_{g1_i} = (T_{in_i} - t_{g1_i})T_{s_i}^{-1} \quad (2.12c)$$

$$\dot{t}_{g2_i} = \left( \left( 1 - \frac{T_{3_i}}{T_{c_i}} \right) t_{g1_i} - t_{g2_i} \right) T_{c_i}^{-1} \quad (2.12d)$$

$$\dot{t}_{g3_i} = \left( \left( 1 - \frac{T_{4_i}}{T_{5_i}} \right) \left( t_{g2_i} + \frac{T_{3_i}}{T_{c_i}} t_{g1_i} \right) - t_{g3_i} \right) T_{5_i}^{-1} \quad (2.12e)$$

$$T_{m_i} = t_{g3_i} + \frac{T_{4_i}}{T_{5_i}} \left( t_{g2_i} + \frac{T_{3_i}}{T_{c_i}} t_{g1_i} \right) \quad (2.12f)$$

Em (2.12) tem-se  $i \in \Omega_{tg1}$ , sendo  $\Omega_{tg1}$  o conjunto dos geradores equipados com o regulador de velocidade *TG Tipo I*. Todas as grandezas estão em *pu*, com exceção das constantes de

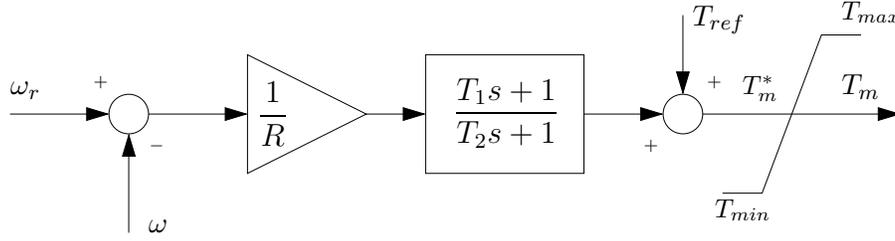


Figura 2.2: Regulador de velocidade - *TG Tipo II*.

tempo, dadas em segundos.  $R$  representa o estatismo;  $T_{ref} = P_{ref}$  é o torque mecânico de referência;  $T_m = P_m$  é o torque mecânico de saída<sup>6</sup>;  $s$  é o operador de Laplace; e as demais variáveis podem ser deduzidas a partir da Figura 2.1.

Alternativamente ao modelo de terceira ordem apresentado em (2.12), um modelo mais simples de regulador de velocidade foi testado. Trata-se de um modelo de primeira ordem, como mostra a Figura 2.2, para o qual podem ser escritas as seguintes equações:

$$\dot{t}_{gi} = \left( \frac{1}{R_i} \left( 1 - \frac{T_{1i}}{T_{2i}} \right) (\omega_s - \omega_i) - t_{gi} \right) T_{2i}^{-1} \quad (2.13a)$$

$$T_{mi}^* = t_{gi} + \frac{1}{R_i} \frac{T_{1i}}{T_{2i}} (\omega_s - \omega_i) + T_{ref_i} \quad (2.13b)$$

$$T_{mi} = \begin{cases} T_{mi}^* & \text{if } T_{i \min} \leq T_{mi}^* \leq T_{i \max} \\ T_{i \max} & \text{if } T_{mi}^* > T_{i \max} \\ T_{i \min} & \text{if } T_{mi}^* < T_{i \min} \end{cases} \quad (2.13c)$$

Em (2.13) tem-se  $i \in \Omega_{tg2}$ , sendo  $\Omega_{tg2}$  o conjunto dos geradores equipados com o regulador de velocidade *TG Tipo II*. Novamente, todas as grandezas estão em *pu*, com exceção das constantes de tempo e as variáveis não explicitadas podem ser deduzidas da Figura 2.2.

No mesmo sentido, mas objetivando o controle de tensão, dois tipos de reguladores automáticos de tensão foram utilizados nas máquinas síncronas dos sistemas teste deste trabalho. Estes representam o controle primário de tensão e, como tal, são responsáveis por manter as tensões terminais das máquinas nos seus valores de referência.

<sup>6</sup>Quando as grandezas são colocadas em *pu*, o torque pode ser numericamente igual a potência (Kundur 1994, Sauer & Pai 1998).

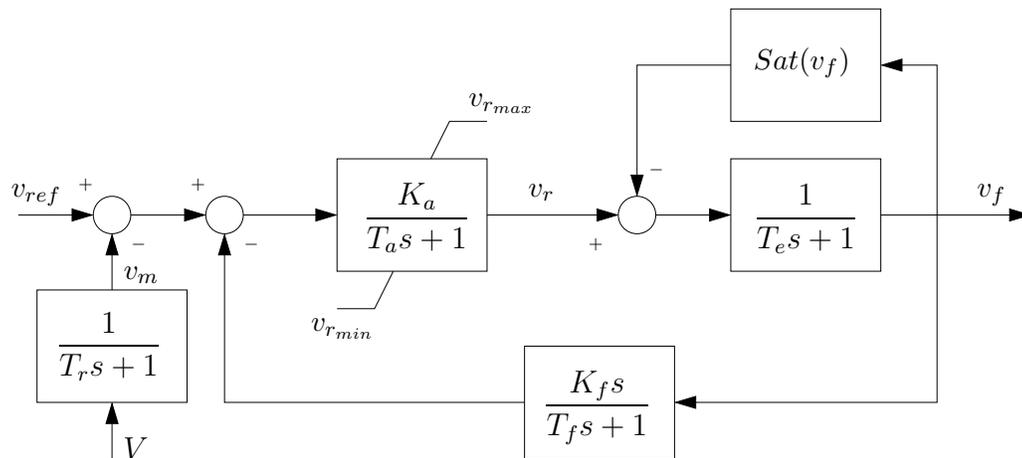


Figura 2.3: Regulador automático de tensão - AVR Tipo II.

Num primeiro momento, após uma perturbação e antes da atuação do controle secundário (ou do operador), o perfil de tensão dos geradores se dará pela atuação dos reguladores de tensão sobre as correntes/tensões de campo, na tentativa de devolver as tensões terminais aos seus valores especificados. Entretanto, haverá um erro na resposta em regime permanente que é inerente a essa família de controladores proporcionais. Tal erro pode ser minimizado utilizando-se reguladores com ganhos elevados, mas somente poderá ser zerado quando houver um reajuste de suas referências, implicando que a hipótese de tensão constante das barras PV do fluxo de carga convencional só seria verdadeira nessas situações bastante específicas.

A Figura 2.3 ilustra um modelo de quarta ordem para o regulador de tensão, cujas equações são detalhadas em (2.14).

$$\dot{v}_{m_i} = (V_i - v_{m_i}) T_{r_i}^{-1} \quad (2.14a)$$

$$\dot{v}_{r1_i} = \left( K_{a_i} \left( v_{ref_i} - v_{m_i} - v_{r2_i} - \frac{K_{f_i}}{T_{f_i}} v_{f_i} \right) - v_{r1_i} \right) T_{a_i}^{-1} \quad (2.14b)$$

$$v_{r_i} = \begin{cases} v_{r1_i} & \text{if } v_{r_i \min} \leq v_{r1_i} \leq v_{r_i \max} \\ v_{r_i \max} & \text{if } v_{r1_i} > v_{r_i \max} \\ v_{r_i \min} & \text{if } v_{r1_i} < v_{r_i \min} \end{cases} \quad (2.14c)$$

$$\dot{v}_{r2_i} = - \left( \frac{K_{f_i}}{T_{f_i}} v_{f_i} + v_{r2_i} \right) T_{f_i}^{-1} \quad (2.14d)$$

$$\dot{v}_{f_i} = - (v_{f_i} (1 + Sat(v_{f_i})) - v_{r_i}) T_{e_i}^{-1} \quad (2.14e)$$

$$Sat(v_{f_i}) = A_{e_i} \left( e^{B_{e_i} |v_{f_i}|} - 1 \right) \quad (2.14f)$$

Em (2.14),  $i \in \Omega_{avr2}$  e  $\Omega_{avr2}$  é o conjunto das máquinas síncronas equipadas com o regulador de tensão *AVR Tipo II*. Todas as grandezas são dadas em *pu*, com exceção das constantes de tempo, e o significado das variáveis pode ser deduzido da Figura 2.3, destacando-se apenas que  $V$  é a tensão terminal da máquina síncrona;  $K_a$  é o ganho do amplificador;  $v_f$  é a tensão de saída aplicada sobre o enrolamento de campo da máquina a qual o regulador está conectado e;  $v_{ref}$  é a tensão de referência pré-estabelecida.

O segundo modelo utilizado é descrito na Figura 2.4. Nesse modelo de terceira ordem levam-se em consideração, além da tensão de referência  $v_{ref}$ , os valores iniciais da tensão de campo  $v_{f0}$  e da tensão terminal  $V_0$ , todos ajustados para o caso base do sistema. As equações do *AVR Tipo III* são detalhadas em (2.15), cujas variáveis podem ser deduzidas a partir da figura correspondente, com destaques para  $\mu_0$  que representa o ganho do regulador de tensão e  $v_f$  que é sujeita a um limite *non-windup*<sup>7</sup>.

<sup>7</sup>Kundur (1994, pag. 358) fornece uma diferenciação bastante didática entre os tipos de limite *windup* e *non-windup*.

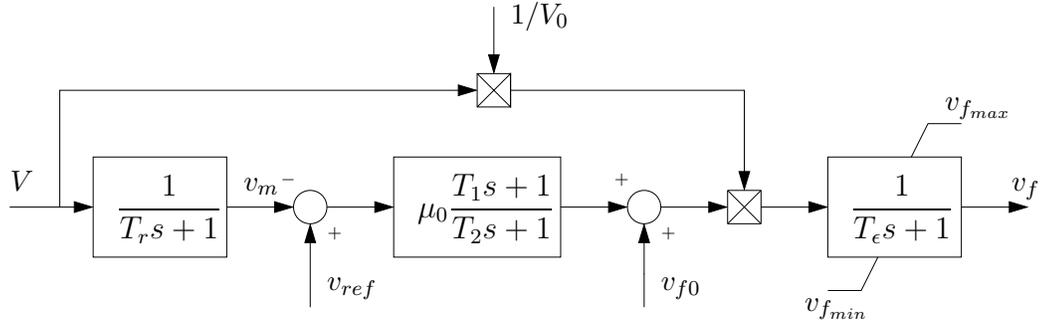


Figura 2.4: Regulador automático de tensão - AVR Tipo III.

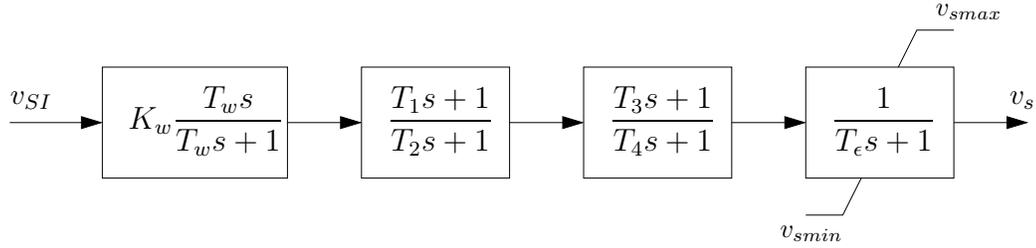


Figura 2.5: Estabilizador de sistemas de potência - PSS Tipo II.

$$\dot{v}_{m_i} = (V_i - v_{m_i}) T_{r_i}^{-1} \quad (2.15a)$$

$$\dot{v}_{r_i} = \left( \mu_{0_i} \left( 1 - \frac{T_{1_i}}{T_{2_i}} \right) (v_{ref_i} - v_{m_i}) - v_{r_i} \right) T_{2_i}^{-1} \quad (2.15b)$$

$$\dot{v}_{f_i} = \left( \left( v_{r_i} + \mu_{0_i} \frac{T_{1_i}}{T_{2_i}} (v_{ref_i} - v_{m_i}) + v_{f_{0_i}} \right) \frac{V_i}{V_{0_i}} - v_{f_i} \right) T_{\epsilon_i}^{-1} \quad (2.15c)$$

Adicionalmente aos reguladores de tensão e velocidade, um controle suplementar visando o amortecimento de oscilações de modo local, PSS (*Power System Stabilizer*), foi utilizado em conformidade com os dados originais de um dos sistemas teste empregado nas simulações. A Figura 2.5 ilustra o PSS Tipo II, cujas equações são detalhadas na sequência.

$$\dot{v}_{1_i} = -(K_{w_i} v_{SI_i} + v_{1_i}) T_{w_i}^{-1} \quad (2.16a)$$

$$\dot{v}_{2_i} = \left( \left( 1 - \frac{T_{1_i}}{T_{2_i}} \right) (K_{w_i} v_{SI_i} + v_{1_i}) - v_{2_i} \right) T_{2_i}^{-1} \quad (2.16b)$$

$$\dot{v}_{3_i} = \left( \left( 1 - \frac{T_{3_i}}{T_{4_i}} \right) \left( v_{2_i} + \left( \frac{T_{1_i}}{T_{2_i}} (K_{w_i} v_{SI_i} + v_{1_i}) \right) \right) - v_{3_i} \right) T_{4_i}^{-1} \quad (2.16c)$$

$$\dot{v}_{s_i} = \left( v_{3_i} + \frac{T_{3_i}}{T_{4_i}} \left( v_{2_i} + \frac{T_{1_i}}{T_{2_i}} (K_{w_i} v_{SI_i} + v_{1_i}) \right) - v_{s_i} \right) T_{\epsilon_i}^{-1} \quad (2.16d)$$

Em (2.16),  $i \in \Omega_{pss}$  e  $\Omega_{pss}$  é o conjunto das máquinas síncronas equipadas com o estabilizador *PSS Tipo II*. O sinal de entrada  $v_{SI}$  pode ser escolhido entre a velocidade do rotor  $\omega$ , a potência ativa gerada  $P_g$  e a tensão terminal do gerador  $V$ . Já o sinal de saída  $v_s$  (sujeito a um limite *non-windup*<sup>8</sup>) atua sobre a tensão de referência  $v_{ref}$  do regulador de tensão ao qual está conectado, alterando-a apenas durante transitórios.

As Figuras 2.1 à 2.5, bem como as equações (2.10) à (2.16) foram adaptadas de (Milano 2006). A quase totalidade delas é composta por equações diferenciais e representam o conjunto  $\mathbf{f}(\cdot)$  em (2.1). As equações algébricas presentes nos modelos apresentados são eliminadas por substituição em equações diferenciais, como é o caso de (2.12f) e (2.13b), que por estarem em  $pu$ , podem ser substituídas em  $P_m$ , na equação (2.10b), quando estes modelos de regulador de velocidade são considerados.

Apresentados os modelos, consideram-se importantes as seguintes observações quanto a sua inclusão no método de fluxo de carga expandido, especialmente para aqueles que intencionam implementá-lo:

- Conforme discussão preliminar, todas as equações diferenciais contidas em (2.10) à (2.16) devem ser igualadas a zero, para que correspondam ao comportamento dos dispositivos considerados em regime permanente;
- O leitor pode notar que quando igualadas a zero, muitas das equações poderiam ser eliminadas por substituição simples de variáveis, reduzindo assim a dimensão do sistema de equações a ser solucionado, pois  $\mathbf{f}(\cdot)$  em (2.2) teria dimensão menor (Da Silva 2001). No

---

<sup>8</sup>Idem 7

entanto, tal procedimento diminuiria a esparsidade das matrizes jacobianas em (2.7), trazendo prejuízos em termos de eficiência computacional quanto a operações com matrizes;

- Manter a dimensão original do sistema de equações proporciona outras vantagens, pois garante-se uma conexão direta com outras ferramentas, como simulação no domínio do tempo e análise modal, sem a necessidade de cálculos e redimensionamentos adicionais, contribuindo assim para a eficiência computacional desse processo de interface. Adicionalmente, todas as variáveis permaneceriam prontamente acessíveis, facilitando estudos paramétricos quanto aos efeitos de qualquer uma delas sobre as demais;
- Pode-se notar, também, que com exceção da equação *swing* (equações (2.10a) e (2.10b)), cada equação diferencial possui uma constante de tempo que divide todos os seus termos. É evidente que tais constantes, quando as equações são igualadas a zero, poderiam ser desprezadas sem que isso afetasse a dimensão do sistema de equações. No entanto, sua presença melhora o condicionamento das matrizes jacobianas, pois como as constantes de tempo têm, em geral, valores menores que um, fazem com que as sensibilidades nas diagonais principais de cada submatriz jacobiana tenham valores numéricos maiores;
- Finalmente, o leitor mais familiarizado com as ferramentas de análise de sistemas elétricos de potência perceberá que mantendo as equações na sua íntegra, as matrizes jacobianas resultantes seriam exatamente as mesmas necessárias para métodos de análise modal podendo, também, ser as mesmas utilizadas em métodos de integração numérica das simulações no domínio do tempo<sup>9</sup>. Essa é a principal vantagem em conservá-las na sua forma original, pois o próprio processo de cálculo dos pontos de equilíbrio forneceria as matrizes para análise de estabilidade a pequenas perturbações e para análise de estabilidade de tensão, como será explorado nas simulações. Isso também justifica a inclusão da modelagem dos controles suplementares para amortecimento de oscilações (PSS's, POD's), visto que poderiam ser omitidos por não interferirem no cálculo dos pontos de equilíbrio, mas são mantidos para que seu efeito sobre a estabilidade do sistema possa ser avaliado.

---

<sup>9</sup>Se forem substituídas as equações de balanço de corrente por balanço de potência, Kundur (1994, pag. 862) mostra que as jacobianas aqui propostas seriam as mesmas necessárias como parte da solução das equações diferenciais pelo método de integração trapezoidal implícito. No PSAT, elas de fato o são (Milano 2006, Capítulo 8).

De posse das equações diferenciais que modelam a dinâmica dos geradores e seus principais controles, apresentam-se agora as equações algébricas da rede de transmissão, ou seja, as equações que compõem  $\mathbf{g}(\cdot)$  em (2.1). Estas, como já mencionado na seção anterior, são equações acopladas entre si e responsáveis pelo acoplamento das demais equações, em especial das diferenciais que são, na maioria dos casos, desacopladas<sup>10</sup> (Sauer & Pai 1998, Yeu & Sauer 2005). Tais equações são o próprio balanço nodal de potência do fluxo de carga, como seguem:

$$-P_{g_i} + \lambda_i P_{c_i} + P_{t_i} = 0 \quad (2.17a)$$

$$-Q_{g_i} + \lambda_i Q_{c_i} + Q_{t_i} = 0 \quad (2.17b)$$

nas quais,  $i = 1, 2, 3, \dots, m$ , sendo  $m$  o número de barras do sistema.  $P$  e  $Q$  são as potências ativa e reativa;  $\lambda$  é o fator de carregamento; e os índices  $g$ ,  $c$  e  $t$  representam, respectivamente, a potência gerada na barra, a potência consumida na barra e o fluxo de potência transmitido através da barra; sendo definidas por:

$$P_{g_i} = v_{d_i} i_{d_i} + v_{q_i} i_{q_i} \quad (2.18a)$$

$$Q_{g_i} = v_{q_i} i_{d_i} - v_{d_i} i_{q_i} \quad (2.18b)$$

$$P_{t_i} = \sum_{j \in \Omega_I} V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2.19a)$$

$$Q_{t_i} = \sum_{j \in \Omega_I} V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2.19b)$$

Em (2.19),  $\Omega_I$  é o conjunto das barras ligadas a barra  $i$ , inclusive;  $V$  é o módulo da tensão em pu;  $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$  é a abertura angular da linha que liga as barras  $i$  e  $j$ , em rad; e,  $g$  e  $b$  são, respectivamente, a condutância e a susceptância da linha de transmissão, em pu.

---

<sup>10</sup>Como exemplo do desacoplamento, note nas equações da máquina síncrona (2.10), que as equações que representam uma determinada máquina  $i$  são funções apenas das variáveis da própria máquina em questão.

Note que devido a inclusão da modelagem da máquina síncrona, diferentemente do método de fluxo de carga convencional, aqui as potências ativa e reativa geradas não são constantes, mas dadas por (2.18). Essa diferença permite que o fluxo de carga expandido proporcione soluções mais realistas, em especial para o cálculo de pontos de equilíbrio pós-perturbação (Chung et al. 2004, Sauer 2002). Entretanto, ao eliminar as hipóteses simplificadoras de barras *PV* e *Slack*, cria-se um problema do ponto de vista matemático, pois na ausência da última, os fasores de tensão perdem sua referência angular. Portanto, para devolver a unicidade das equações, o ângulo do rotor ( $\delta$ ) de uma das máquinas é escolhido como referência para todo sistema de equações e (2.10a) é então reescrita da seguinte forma:

$$0 = (\omega_i - \omega_{ref})\omega_s \quad (2.20)$$

Em (2.20),  $i = 1, 2, \dots, ref - 1, ref + 1, \dots, nm$ , sendo  $ref$  o índice da máquina de referência. Assim, de todo conjunto de equações representado por (2.2), apenas uma equação é “eliminada”, aquela correspondente ao ângulo da máquina de referência. Ressalta-se que a convergência do método independe da referência adotada, mas aqui é escolhido arbitrariamente o gerador com maior coeficiente de inércia para tal fim.

Quando todos os ângulos são medidos em relação ao  $\delta_{ref}$  garante-se que a matriz jacobiana do fluxo de carga (a submatriz  $J_4$  em (2.7)), mesmo sendo completa<sup>11</sup>, possua posto completo<sup>12</sup>. E, mais do que garantir que  $J_4$  seja analiticamente não singular<sup>13</sup>, esse procedimento torna disponíveis as sensibilidades de potência ativa e reativa de todas as barras, de forma que a análise modal estática (Da Silva et al. 2000, Da Silva 2001, Silva et al. 2002, Kopcak 2003, Kopcak et al. 2003, Menezes et al. 2003, Affonso et al. 2004) pode ser expandida para todas as barras do sistema, como será discutido no Capítulo 5.

---

<sup>11</sup>Entende-se por jacobiana completa do fluxo de carga a matriz que contém as sensibilidades  $\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{y}$  de todas as  $m$  equações de balanço de potência (2.17), independentemente do tipo de barra em questão.

<sup>12</sup>Posto (*rank*) de uma matriz é o número de linhas ou colunas linearmente independentes da mesma.

<sup>13</sup>Note que mesmo sendo analiticamente não-singular, situações específicas, como quando o sistema encontra-se no ponto de máximo carregamento, podem torná-la numericamente singular (Cañizares 1995).

$$\mathcal{J}_{exp}^{(m+n \times m+n)} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}} & \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{y}} \\ \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}} & \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{y}} \end{bmatrix} \quad (2.21a)$$

$$\mathbf{J}_1^{(m \times m)} = \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}} \quad (2.21b)$$

$$\mathbf{J}_2^{(m \times n)} = \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{y}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (2.21c)$$

$$\mathbf{J}_3^{(n \times m)} = \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial \mathbf{x}}(-\mathbf{P}_g + \lambda \mathbf{P}_c + \mathbf{P}_t) \\ \frac{\partial}{\partial \mathbf{x}}(-\mathbf{Q}_g + \lambda \mathbf{Q}_c + \mathbf{Q}_t) \end{bmatrix} \quad (2.21d)$$

$$\mathbf{J}_4^{(n \times n)} = \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{y}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial \boldsymbol{\theta}}(-\mathbf{P}_g + \lambda \mathbf{P}_c + \mathbf{P}_t) & \frac{\partial}{\partial \mathbf{V}}(-\mathbf{P}_g + \lambda \mathbf{P}_c + \mathbf{P}_t) \\ \frac{\partial}{\partial \boldsymbol{\theta}}(-\mathbf{Q}_g + \lambda \mathbf{Q}_c + \mathbf{Q}_t) & \frac{\partial}{\partial \mathbf{V}}(-\mathbf{Q}_g + \lambda \mathbf{Q}_c + \mathbf{Q}_t) \end{bmatrix} \quad (2.21e)$$

Em (2.7) foram definidas as submatrizes da matriz jacobiana do fluxo de carga expandido, que para maior clareza é agora detalhada nas equações (2.21). A Figura 2.6<sup>14</sup> ilustra a sua estrutura e ajuda a justificar a discussão prévia sobre as vantagens decorrentes de não simplificar as equações diferenciais dos dispositivos dinâmicos. A análise da referida figura, em paralelo com as equações (2.10) à (2.21), permite ainda as seguintes observações:

- Todas as submatrizes possuem elevado grau de esparsidade;
- $\mathbf{J}_1$  e  $\mathbf{J}_4$  são matrizes obrigatoriamente quadradas, enquanto  $\mathbf{J}_2$  e  $\mathbf{J}_3$  geralmente não o são;
- $\mathbf{J}_1$ ,  $\mathbf{J}_2$  e  $\mathbf{J}_3$  são matrizes bloco diagonais com baixo acoplamento entre seus elementos. Especialmente em  $\mathbf{J}_1$ , as máquinas síncronas possuem acoplamento apenas com seus

<sup>14</sup> Adaptada de (Makarov, Dong & Hill 1998).

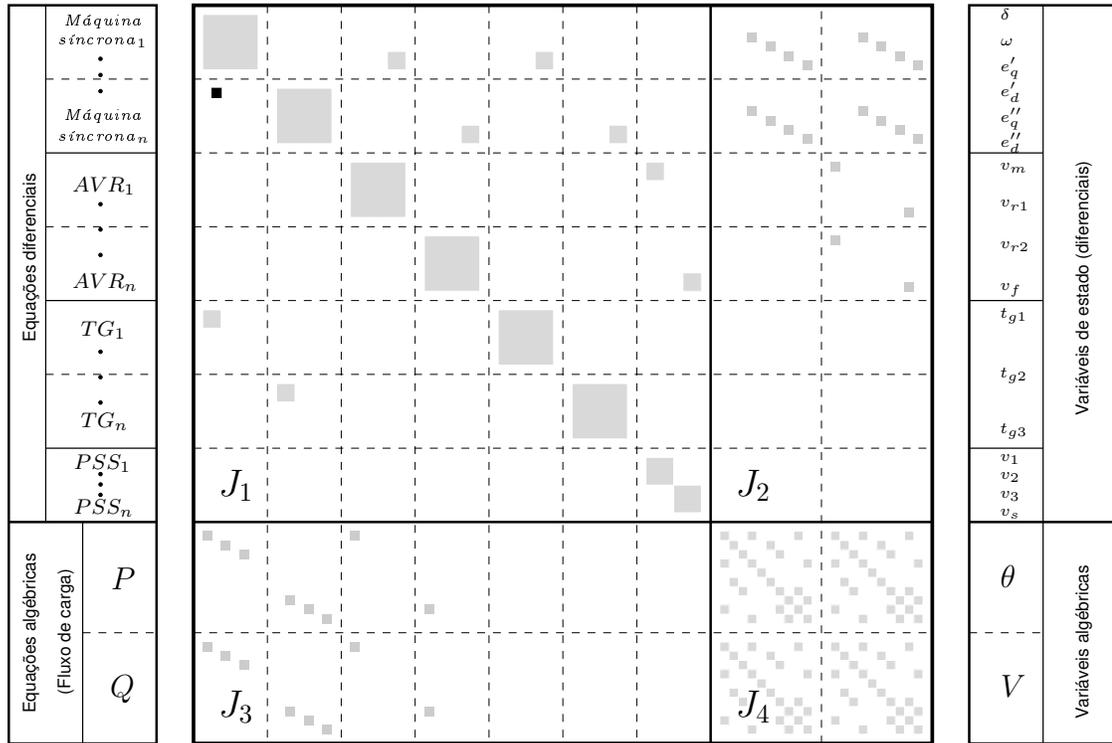


Figura 2.6: Estrutura da matriz jacobiana do fluxo de carga expandido.

respectivos controles e, em geral, este comportamento é observado para outros dispositivos como FACTS, ou cargas dinâmicas. O único acoplamento entre máquinas é introduzido por (2.20) e deve-se a velocidade da máquina assumida como referência<sup>15</sup>;

- $\mathbf{J}_2$  e  $\mathbf{J}_3$ , apesar de terem seus elementos pouco acoplados, representam o acoplamento das variáveis diferenciais e algébricas;
- $\mathbf{J}_4$  possui as sensibilidades de todas as equações de balanço de potência; é a matriz jacobiana completa do fluxo de carga;
- Os elementos de  $\mathbf{J}_4$  são acoplados e o grau de acoplamento será tão maior quanto mais malhado for o sistema de transmissão;
- A inclusão da modelagem dos dispositivos dinâmicos não altera a estrutura de  $\mathbf{J}_4$ , que depende unicamente da topologia da rede de transmissão;

Outra questão que merece destaque refere-se a inicialização das variáveis, pois como o fluxo de carga expandido é baseado em um método de Newton-Raphson, ele incorpora a desvantagem

<sup>15</sup>O acoplamento via  $\omega_{ref}$  é ilustrado na Figura 2.6 por um pequeno quadrado destacado em preto.

de necessitar partir de um ponto inicial que esteja dentro da região de atração da solução.

Para o fluxo de carga convencional, quando o estado do caso base não é completamente fornecido, este problema é resolvido através do processo de inicialização conhecido como *flat start*, que consiste em supor as tensões das barras não reguladas em  $1pu$  com fase  $0^\circ$ .

Entretanto, no caso do fluxo de carga expandido a estimativa inicial das variáveis é dificultada, basicamente, por dois motivos:

- há um aumento significativo do número de variáveis a serem estimadas, no caso as variáveis diferenciais e as variáveis de referência dos controladores;
- quando transformados em  $pu$  nas bases do sistema, ao contrário das tensões das barras, os valores de muitas das variáveis internas dos dispositivos dinâmicos podem não ser intuitivos. Assim, para arbitrar um “chute inicial”, garantindo que este esteja dentro de uma faixa factível com aqueles valores que as variáveis podem de fato assumir, torna-se necessário um conhecimento prévio elevado sobre as características de cada dispositivo.

Desta forma, havendo domínio da ordem de grandeza de todas as variáveis envolvidas na modelagem, o fluxo de carga expandido poderia ser inicializado através de um processo semelhante ao *flat start*, atribuindo valores razoáveis às variáveis desconhecidas. No entanto, tal domínio é atualmente bastante improvável, justamente por não ser comum a manipulação de dados outros que as variáveis algébricas da rede.

Apesar disso aparentar um grande problema, a solução para contorná-lo é na verdade bastante simples, como ilustra a Figura 2.7. Na ausência de maiores informações sobre as variáveis diferenciais e de referência, mas considerando que os dados do fluxo de carga sejam confiáveis, pode-se obter o estado inicial das variáveis algébricas  $\mathbf{y}_0$  por um fluxo de carga convencional e, a partir dele, inicializar as demais variáveis  $\mathbf{x}_0$  e  $\mathbf{u}_0$ . De posse da solução para esse caso base, tornam-se possíveis estudos de novos pontos de equilíbrio através do fluxo de carga expandido, pela aplicação de perturbações, como alterações de parâmetros (carregamento, referências de controladores, etc) e contingências, bastando que o processo se restrinja ao caminho em negrito na Figura 2.7.

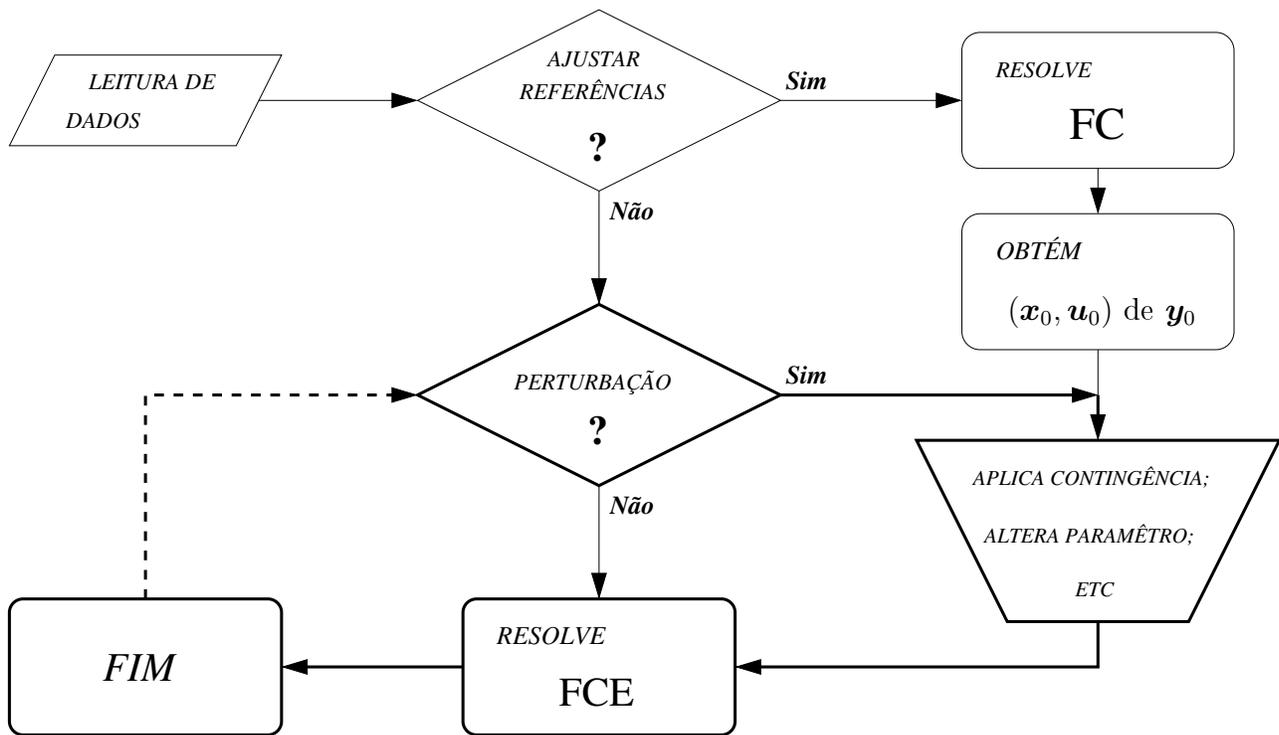


Figura 2.7: Processo de inicialização.

### 2.2.3 Inclusão de Dispositivos *FACTS*

Na seção anterior foi apresentada a modelagem suficiente para fugir as simplificações de barras *PV* e *Slack* do fluxo de carga convencional, na qual foram considerados apenas dispositivos bastante comuns a sistemas elétricos de potência, no caso, a máquina síncrona e seus controladores. No entanto, os avanços no campo da eletrônica de potência têm levado ao desenvolvimento de novos equipamentos que normalmente sofrem grandes simplificações na sua representação para o cálculo de pontos de equilíbrio.

No caso dos dispositivos *FACTS*, por exemplo, é comum que equipamentos cuja ligação é feita em derivação com as barras, como o *SVC* (*Static Var Compensator*) e o *Statcom* (*Static Synchronous Compensator*), sejam modelados no fluxo de carga como barras *PV*, com injeção de potência ativa igual a zero. Já os dispositivos conectados em série, como o *TCSC* (*Thyristor Controlled Series Compensator*) e o *SSSC* (*Static Synchronous Series Compensator*) são normalmente modelados como reatâncias em série com a linha de transmissão (Taylor et al. 1994, Naturesa 2001, Domingues 2001, Nassif 2004, Castro 2005).

Cañizares (2000) apresenta modelos para diversos dispositivos FACTS, tanto para estudos de regime permanente quanto para estabilidade transitória. Nesse trabalho, os primeiros são obtidos pela simplificação das equações que representam toda dinâmica dos dispositivos, resultando em modelos equivalentes mas distintos para cada tipo de análise. Isso faz com que os modelos para inclusão no método de fluxo de carga, apesar de representarem de forma fiel o comportamento desses dispositivos em regime permanente, não permitam tirar proveito das vantagens em manter integralmente as equações diferenciais, conforme discutido preliminarmente.

No PSAT há vários dispositivos FACTS com modelos completos para estudos por simulação no domínio do tempo, mas sua representação no fluxo de carga convencional parte de simplificações por barras PV e reatâncias em série com as linhas de transmissão. Inicialmente supõe-se que os dispositivos regulam uma determinada tensão no caso base (quando ligados em paralelo com a barra) ou correspondem a uma determinada porcentagem de compensação da reatância da linha (quando ligados em série com a linha). Partindo dessas informações, ao final da simulação do fluxo de carga convencional são inicializadas as variáveis dos dispositivos e as correspondentes barras PV e/ou reatâncias são então removidas, dando lugar a fontes de tensão série e/ou derivação equivalentes.

Os atuais modelos de FACTS presentes na biblioteca do PSAT foram implementados por Ayres & Castro (2006) objetivando uma representação suficiente para estudos de problemas relacionados às interações eletromecânicas e ao controle de tensão. A natureza desses fenômenos se caracteriza por um tempo de resposta muito maior que aquele apresentado por dispositivos eletronicamente chaveados, como os FACTS. Portanto, apesar de perfeitamente adequados para estudos de estabilidade, faz-se importante destacar algumas das limitações desses modelos, como seguem (Cañizares 2000)<sup>16</sup>:

- Esses modelos não se adequam para estudos sob condições de tensões e/ou correntes desbalanceadas, pois sua dedução parte do pré-suposto que o sistema encontra-se com tensões e correntes equilibradas;

---

<sup>16</sup>Note que essas limitações não se restringem aos modelos dos dispositivos FACTS, na verdade são limitações de toda modelagem aqui apresentada, desde a máquina síncrona às equações algébricas da malha de transmissão, visto que em todos os casos supõe-se que o sistema opera com tensões e correntes equilibradas, senoidais e com frequência próxima a nominal.

- Mesmo quando considerando faltas trifásicas, atenção especial deve ser dada quanto a sua localização, pois apesar de não causarem desbalanço nas tensões e correntes, quando ocorrerem muito próximas de dispositivos baseados em eletrônica de potência podem resultar em distorções harmônicas, cujo estudo requer modelos apropriados;
- No mesmo sentido, perturbações que ocasionem grandes desvios de frequência nos sinais de tensão e corrente não são adequadamente representadas nesses modelos;
- Finalmente, os modelos não permitem a visualização de faltas no interior dos dispositivos, visto que os mesmos não têm disponíveis suas variáveis internas;

Neste trabalho, serão apresentados resultados de simulações apenas considerando os dispositivos SSSC e UPFC<sup>17</sup>, lembrando que todos os demais FACTS disponíveis na biblioteca do PSAT são plenamente compatíveis com o fluxo de carga expandido aqui proposto.

O *Static Synchronous Series Compensator*, SSSC, foi deduzido por Castro (2005) baseado em trabalhos disponíveis na literatura (Kumkratug & Haque 2003b, Song & Johns 1999, Mihalic & Gabrijel 2004). O dispositivo é modelado como uma fonte série cuja tensão está sempre em quadratura com a corrente da linha a qual está conectado, de forma que o SSSC troque apenas potência reativa com o sistema.

A Figura 2.8 representa a dinâmica do componente, a partir da qual pode-se escrever a equação de primeira ordem (2.22). As equações que representam os fluxos de potência ativa e reativa no ramo em que o SSSC está instalado são apresentadas em (2.23)

$$\dot{v}_S = (v_0 + v_{\text{POD}} - v_S)/T_r \quad (2.22)$$

---

<sup>17</sup>Nesta seção, as Figuras 2.8 à 2.11 foram gentilmente cedidas por Ayres (2005) e Castro (2005).

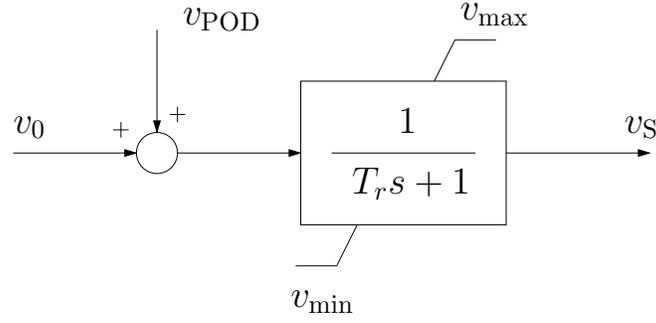


Figura 2.8: Modelo dinâmico do SSSC.

$$P_{ij} = -P_{ji} = \left( 1 + \frac{v_S}{\sqrt{V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}}} \right) \frac{V_i V_j}{x_{ij}} \sin \theta_{ij} \quad (2.23a)$$

$$Q_{ij} = \left( 1 + \frac{v_S}{\sqrt{V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}}} \right) \frac{V_i}{x_{ij}} (V_i - V_j \cos \theta_{ij}) \quad (2.23b)$$

$$Q_{ji} = \left( 1 + \frac{v_S}{\sqrt{V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}}} \right) \frac{V_j}{x_{ij}} (V_j - V_i \cos \theta_{ij}) \quad (2.23c)$$

A tensão  $v_0$  define o modo de operação do SSSC que, por sua vez, determina o valor da tensão de saída  $v_S$  em regime permanente. São possíveis três diferentes modos de controle: 1) tensão constante; 2) reatância constante; e 3) fluxo de potência constante. Para cada um deles, a variável de entrada  $v_0$  é dada por:

- 1) *Tensão constante* – A magnitude da tensão  $v_S$  é mantida constante em regime permanente independentemente do valor da corrente na linha de transmissão, portanto, a entrada  $v_0 = cte$ ;
- 2) *Reatância constante* – A magnitude da tensão  $v_S$  varia proporcionalmente a corrente da linha, mantendo constante a relação  $|v_S| / |i_{linha}|$ , de forma que a entrada seja dada por:

$$v_0 = k x_{ij} I_{ij} \quad (2.24)$$

na qual  $k$  é o grau de compensação série da linha,  $I_{ij}$  é a magnitude da corrente na linha,

e  $x_{ij}$  é a reatância da linha de transmissão.

3) *Fluxo de potência constante* – Neste modo, a tensão  $v_0$  é a saída de um controlador PI (*Proportional-Integral controller*) usado para controlar o fluxo de potência ativa na linha de transmissão, como mostra a Figura 2.9, sendo possíveis duas estratégias de controle:

3.1) Fluxo de Potência constante: este modo de controle é usado para manter constante o fluxo de potência ativa na própria linha em que o SSSC está instalado;

3.2) Abertura angular constante: esta estratégia é usada para controlar o fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão paralela a qual o SSSC está instalado.

A dedução detalhada do modelo aqui utilizado está disponível em (Castro 2005), e uma avaliação do desempenho do SSSC quando operando nos diferentes modos acima descritos pode ser vista em (Castro et al. 2007).

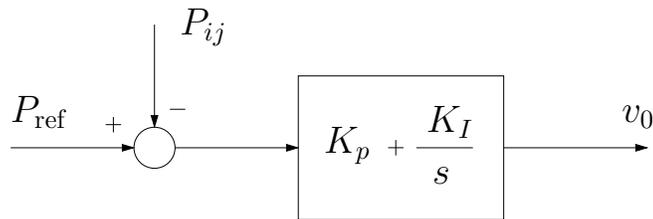


Figura 2.9: Controlador PI.

O modelo matemático para o *Unified Power Flow Controller*, UPFC, foi desenvolvido por Ayres (2005) com base em trabalhos disponíveis na literatura (Kumkratug & Haque 2003a, Noroozian et al. 1997, Meng & So 2000), e posteriormente incluído na biblioteca do PSAT (Milano 2006, Ayres & Castro 2006).

Sua representação consiste de uma fonte de tensão em série com a linha de transmissão e uma fonte de corrente em derivação com a barra, como ilustra a Figura 2.10. As equações (2.25) mostram como as tensões e correntes do UPFC se relacionam com as variáveis da rede, e as equações (2.26) representam sua injeção de potência ativa e reativa no sistema.

$$\hat{v}_S = (v_p + v_q)e^{j\phi} = r\hat{V}_k e^{j\gamma} \quad (2.25a)$$

$$\hat{i}_{SH} = (i_p + i_q)e^{j\theta_k} \quad (2.25b)$$

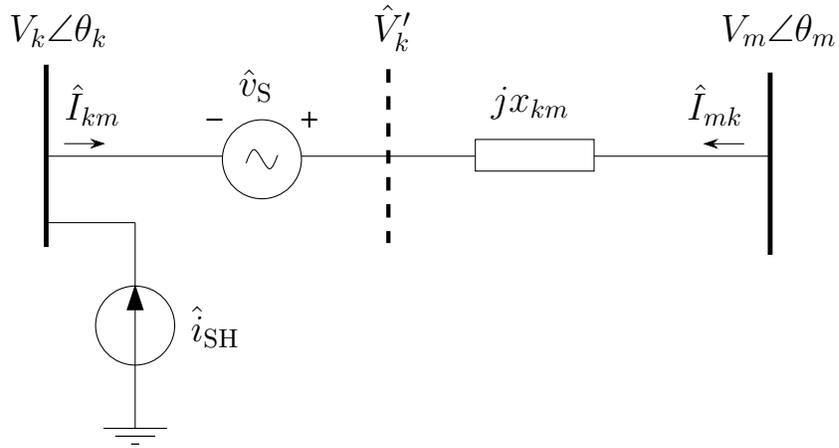


Figura 2.10: Representação do UPFC conectado a uma barra genérica do sistema.

$$P_k = brV_kV_m \sin(\gamma + \theta_{km}) \quad (2.26a)$$

$$Q_k = brV_k^2 \cos \gamma - i_qV_k \quad (2.26b)$$

$$P_m = -brV_kV_m \sin(\gamma + \theta_{km}) \quad (2.26c)$$

$$Q_m = -brV_kV_m \cos(\gamma + \theta_{km}) \quad (2.26d)$$

O conjunto de equações diferenciais de terceira ordem (2.27) modela o comportamento dinâmico do UPFC, como ilustra a Figura 2.11. Observe que o controlador POD pode ser usado para modular qualquer uma das variáveis de saída ( $v_p$ ,  $v_q$ , ou  $i_q$ ) e que as equações (2.27)

correspondem ao caso em que o POD atua sobre  $v_p$ .

$$\dot{v}_p = \frac{1}{T_r} [v_{p0} + v_{\text{POD}} - v_p] \quad (2.27a)$$

$$\dot{v}_q = \frac{1}{T_r} [v_{q0} - v_q] \quad (2.27b)$$

$$\dot{i}_q = \frac{1}{T_r} [K_r (V_{\text{ref}} - V_k) - i_q] \quad (2.27c)$$

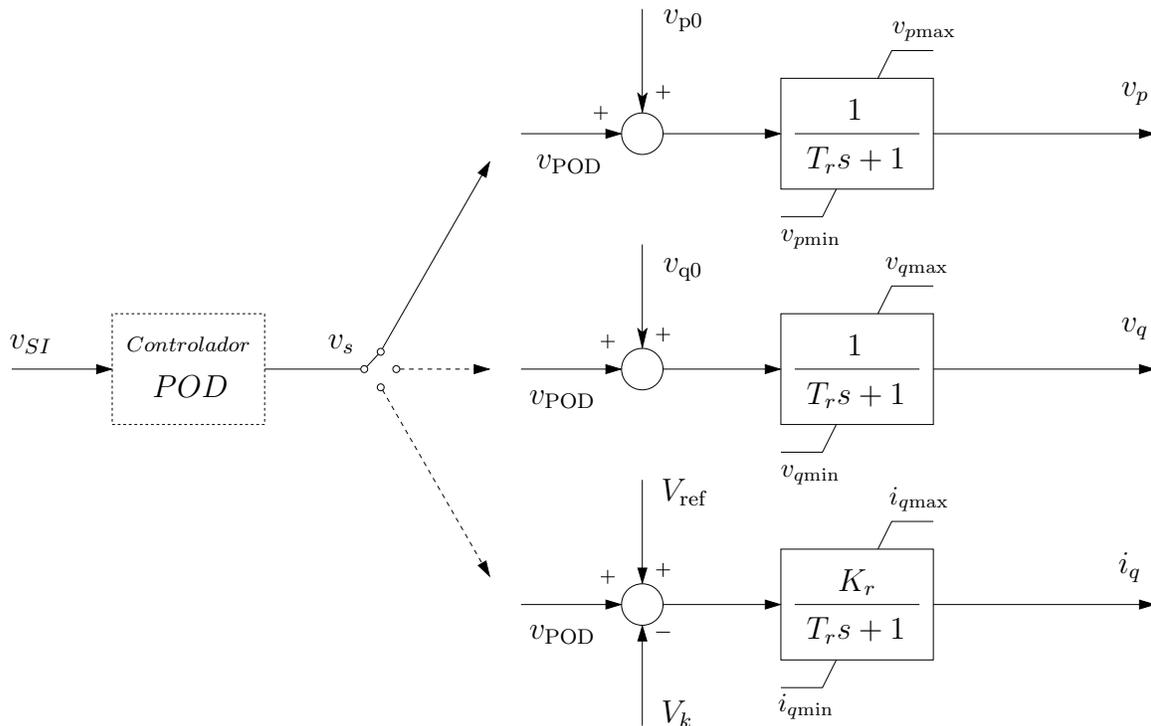


Figura 2.11: Modelo dinâmico do UPFC.

As variáveis de estado apresentadas em (2.27) podem ser descritas da seguinte forma:

$v_p$  - Esta variável representa a componente da tensão série  $\hat{v}_s$ , a qual está em fase com a corrente da linha. Em regime permanente a entrada  $v_{p0}$  é fixada em zero, tal que a troca de potência ativa entre o UPFC e o sistema AC aconteça apenas quando a variável é modulada pelo controlador POD (ou seja, durante transitórios). Note que, mesmo durante transitórios, a injeção total de potência ativa do UPFC no sistema é sempre nula, visto que o UPFC (quando desprovido de elementos acumuladores de energia, como é o caso do modelo aqui apresentado) não “gera” potência ativa, na verdade ele a transfere

Equações diferenciais		Máquina síncrona <sub>1</sub>		$\delta$	Variáveis de estado (diferenciais)	
		⋮		Máquina síncrona <sub>n</sub>		$\omega$
		AVR <sub>1</sub>		$e'_q$		
		⋮		$e'_d$		
		AVR <sub>n</sub>		$v_m$		
		TG <sub>1</sub>		$v_{r1}$		
		⋮		$v_{r2}$		
		TG <sub>n</sub>		$v_f$		
		PSS <sub>1</sub>		$t_{g1}$		
		⋮		$t_{g2}$		
PSS <sub>n</sub>	$t_{g3}$					
Equações algébricas (Fluxo de carga)		UPFC	$J_1$	$J_2$	$v_p$	
		$P$	$J_3$	$J_4$	$v_q$	
		$Q$			$i_q$	
					$\theta$	
					$V$	
					Variáveis algébricas	

Figura 2.12: Estrutura da matriz jacobiana do fluxo de carga expandido incluindo o dispositivo UPFC.

entre seus elementos série e em derivação, de tal forma que quando um deles fornece potência ativa ao sistema, o outro a absorve em igual quantidade.

$v_q$  - Esta variável representa a componente da tensão série  $\hat{v}_s$  a qual está em quadratura com a corrente da linha. A entrada  $v_{q0}$  determina o valor da variável  $v_q$  em regime permanente. Os modos de controle implementados para esta variável são: 1) Tensão constante, na qual a magnitude da tensão  $v_q$  é mantida constante independentemente da corrente da linha; 2) Reatância constante, na qual a magnitude da tensão  $v_q$  varia proporcionalmente a corrente na linha, mantendo constante a reatância equivalente da linha.

$i_q$  - Esta variável representa a componente da corrente em derivação  $\hat{i}_{SH}$  a qual está em quadratura com a tensão da barra  $\hat{V}_k$ . Esta corrente mantém a tensão da barra próxima de um valor de referência, através do ganho  $K_r$ .

Em caráter meramente ilustrativo, a Figura 2.12 mostra a estrutura da matriz jacobiana do

fluxo de carga expandido, quando é incluído o dispositivo UPFC. Essa reforça a discussão da seção anterior, pois se comparada a Figura 2.6, percebe-se que a inclusão de um novo dispositivo dinâmico realmente não altera a dimensão, muito menos a estrutura, da submatriz  $J_4$ . Por outro lado, o aumento na dimensão das demais matrizes é compensado por um correspondente aumento no grau de esparsidade das mesmas. As referidas figuras também permitem observar que todo processo de construção das matrizes jacobianas pode ser realizado de forma modular, no qual para cada componente do sistema acrescentam-se blocos contendo suas sensibilidades nas posições adequadas. Tal característica contribui para que o código do programa possa ser igualmente organizado em blocos de funções, tornando sua leitura mais clara facilitando, portanto, sua implementação por parte do programador.

Quanto a modelagem do controlador POD, seja para atuar sobre o SSSC ou o UPFC, ressalta-se que no PSAT e, conseqüentemente, neste trabalho, ela possui exatamente as mesmas características do PSS descrito na Seção 2.2.2, sendo aqui rerepresentada pela Figura 2.13 e pelas equações (2.28) apenas para facilitar a leitura. Entretanto, apesar dos modelos para os dois controladores serem iguais, as possibilidades para o sinal de entrada  $v_{SI}$  não são exatamente as mesmas, no caso do POD deve ser escolhida uma dentre as seguintes opções:

- a) A magnitude da tensão da barra,  $V$ ;
- b) O fluxo de potência ativa “enviado”,  $P_{ij}$ ;
- c) O fluxo de potência ativa “recebido”,  $P_{ji}$ ;
- d) A magnitude da corrente “enviada”,  $I_{ij}$ ;
- e) A magnitude da corrente “recebida”,  $I_{ji}$ ;
- f) O fluxo de potência reativa “enviado”,  $Q_{ij}$ ;
- g) O fluxo de potência reativa “recebido”,  $Q_{ji}$ ;

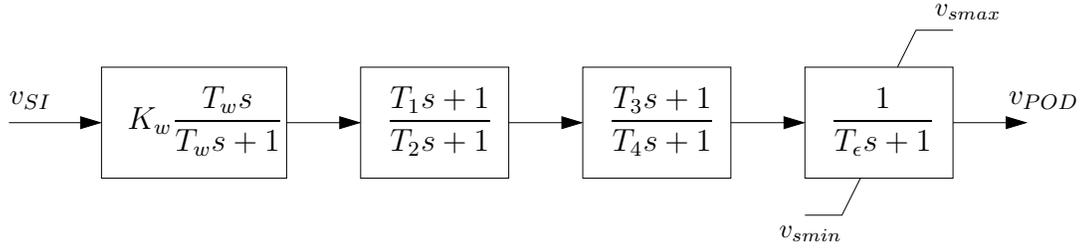


Figura 2.13: Amortecedor de oscilações de potência - *POD*.

$$\dot{v}_{1_i} = -(K_{w_i} v_{SI_i} + v_{1_i}) T_{w_i}^{-1} \quad (2.28a)$$

$$\dot{v}_{2_i} = \left( \left( 1 - \frac{T_{1_i}}{T_{2_i}} \right) (K_{w_i} v_{SI_i} + v_{1_i}) - v_{2_i} \right) T_{2_i}^{-1} \quad (2.28b)$$

$$\dot{v}_{3_i} = \left( \left( 1 - \frac{T_{3_i}}{T_{4_i}} \right) \left( v_{2_i} + \left( \frac{T_{1_i}}{T_{2_i}} (K_{w_i} v_{SI_i} + v_{1_i}) \right) \right) - v_{3_i} \right) T_{4_i}^{-1} \quad (2.28c)$$

$$\dot{v}_{POD_i} = \left( v_{3_i} + \frac{T_{3_i}}{T_{4_i}} \left( v_{2_i} + \frac{T_{1_i}}{T_{2_i}} (K_{w_i} v_{SI_i} + v_{1_i}) \right) - v_{POD_i} \right) T_{\epsilon_i}^{-1} \quad (2.28d)$$

# Capítulo 3

## Simulações, Testes e Resultados:

## Comparação com Métodos Convencionais

### 3.1 Introdução

**N**ESTE capítulo são apresentados os resultados de simulações utilizadas inicialmente para testar o programa em si e, posteriormente, para validar a metodologia.

As simulações foram realizadas em dois sistemas teste contendo diversos dispositivos dinâmicos, conforme apresentados no capítulo anterior. Os resultados aqui apresentados foram preliminarmente publicados em (Kopcak et al. 2007a, Kopcak et al. 2007b). Nesses trabalhos, a referência ao método foi feita como fluxo de carga “generalizado”, mas com o amadurecimento da idéia acreditamos que o termo “expandido” seja mais adequado para denominá-lo.

### 3.2 Sistema 16 máquinas/69 barras

Este sistema teste consiste de 16 máquinas síncronas e 69 barras, divididas em 5 áreas correspondentes aos sistemas elétricos de potência *New England*, *New York* e três áreas vizinhas modeladas por geradores e cargas equivalentes (Pal & Chaudhuri 2005).

Em conformidade com interesses particulares deste trabalho, o sistema sofreu algumas pequenas alterações, além da inclusão de dispositivos dinâmicos, como reguladores automáticos

de tensão, reguladores de velocidade e um SSSC. A Figura 3.2<sup>1</sup> apresenta o diagrama unifilar do sistema, incluindo o SSSC na linha que liga as barras 18 e 49, nas áreas 5 e 2, respectivamente.

Assim como nos dados originais, para as máquinas síncronas usou-se o modelo de sexta ordem apresentado na seção anterior. Entretanto, os reguladores de tensão que limitavam-se aos nove primeiros geradores foram arbitrariamente estendidos a todos, de forma que os geradores 1 à 8 e 10 à 12 foram equipados com o *AVR Tipo II* (ver Figura 2.3) e os demais com o *AVR Tipo III* (Figura 2.4), ambos da biblioteca do PSAT. A máquina 9 é a única cujo regulador de tensão tem um sinal de controle suplementar de um PSS (Figura 2.5), que tem como sinal de entrada  $v_{SI}$  a velocidade  $\omega$  da máquina em questão.

A inclusão dos reguladores de tensão deveu-se a idéia de representar de forma mais fiel o comportamento “real” dos geradores, os quais supostamente não são capazes de sustentar a tensão terminal no seu valor especificado, pelo menos num horizonte de alguns minutos após a ocorrência de uma perturbação. Neste caso, haverá um erro de regime inerente ao regulador de tensão, sendo que a avaliação de sua influência sobre o estado do sistema é justamente um dos objetos de estudo deste trabalho.

No mesmo sentido, embora originalmente não haja reguladores de velocidade para quaisquer dos geradores, foi acrescentado o *TG Tipo I* (Figura 2.1) para realizar o controle primário de velocidade dos mesmos. Com isso, optou-se por desprezar a parcela de amortecimento natural na equação *swing*, fazendo  $D = 0$  na equação (2.10b).

Assim, o número total de equações a ser resolvido (a ordem do sistema) será dado por:

a) Máquinas Síncronas -  $6 \times 16 = 96$

b) *AVR Tipo II* -  $4 \times 11 = 44$

c) *AVR Tipo III* -  $3 \times 5 = 15$

d) *PSS* -  $4 \times 1 = 4$

e) *TG Tipo I* -  $3 \times 16 = 48$

---

<sup>1</sup>Esta figura foi adaptada de (Pal & Chaudhuri 2005). A partir de contato via *e-mail* com os autores do livro (Pal n.d.), foram realizadas pequenas correções nos dados de ramos/linhas. No Apêndice A são listados todos os dados usados nas simulações e os detalhes sobre as alterações nos dados originais do sistema podem ser vistos nas notas de rodapé.

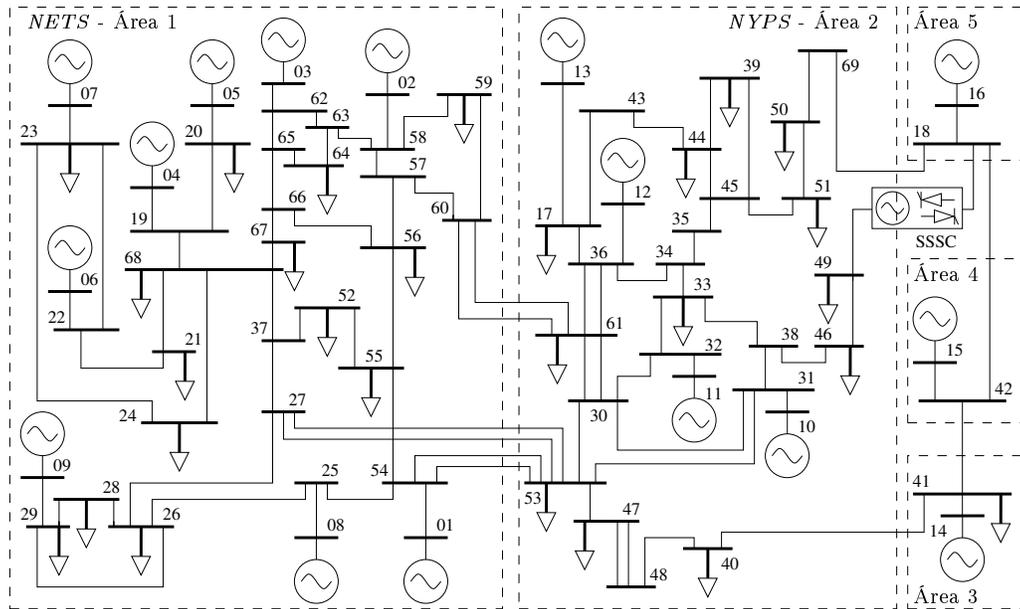


Figura 3.1: Sistema de 16 máquinas/69 barras: *NETS* - *New England Test System*; *NYPS* - *New York Power System*.

f)  $SSSC + \text{controlador PI} - 2 \times 1 = 2$

g)  $\text{Balanço de potência ativa} - 1 \times 69 = 69$

h)  $\text{Balanço de potência reativa} - 1 \times 69 = 69$

Totalizando, portanto, 209 equações diferenciais<sup>2</sup> e 138 equações algébricas, de forma que a matriz jacobiana do fluxo de carga expandido  $\mathcal{J}_{exp}$  terá dimensão  $(347 \times 347)$ , com a seguinte composição de suas submatrizes:  $J_1^{(209 \times 209)}$ ;  $J_2^{(209 \times 138)}$ ;  $J_3^{(138 \times 209)}$ ;  $J_4^{(138 \times 138)}$ .

### 3.3 Sistema 4 máquinas/2 áreas

O segundo sistema teste utilizado é baseado em (Kundur 1994, exemplo 12.6, pg. 813), usado para estudar a natureza das oscilações de modo interárea. Esse consiste de uma malha de transmissão conectando duas áreas estruturalmente simétricas, contendo, cada uma, dois

<sup>2</sup>Conforme discussão na Seção 2.2, todo o conjunto de equações é, na verdade, composto por equações algébricas, entretanto, mantem-se aqui as denominações “equações diferenciais” e “variáveis diferenciais” apenas para facilitar a diferenciação entre as equações e variáveis dos dispositivos dinâmicos das equações e variáveis algébricas da rede de transmissão.

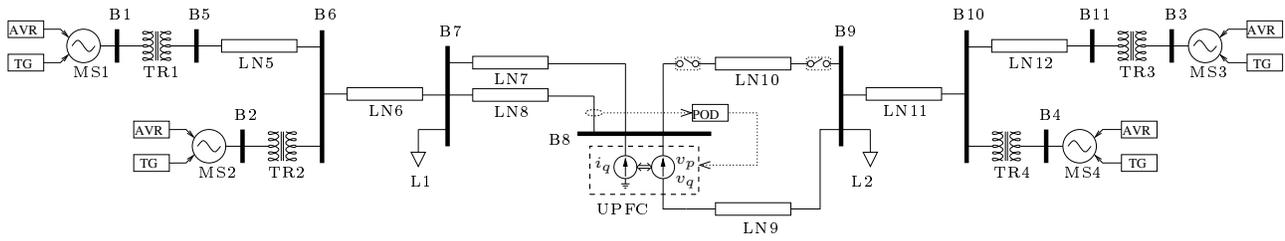


Figura 3.2: Diagrama unifilar do sistema teste de 2 áreas.

geradores e um centro de consumo, totalizando 11 barras e 12 ramos, como mostra a Figura 3.2.

Novamente os geradores são representados pelo modelo de sexta ordem, conforme as equações (2.10). Todas as máquinas síncronas são equipadas com o regulador de tensão *AVR Tipo III* e com o regulador de velocidade *TG Tipo II*, ambos disponíveis na biblioteca do PSAT e aqui ilustrados pelas Figura 2.4 e Figura 2.2, respectivamente.

Adicionalmente foi incluído um UPFC que regula a tensão na barra 8 e compensa a reatância da Linha 9, através de uma tensão série que emula uma reatância constante. Para o amortecimento do modo de oscilação eletromecânica interárea foi projetado um controlador POD com técnicas de controle clássico, baseadas nos critérios de *Nyquist* de margem de ganho e margem de fase, introduzindo uma taxa de amortecimento de 15% (Ayres 2005).

A estrutura do POD é mostrada na Figura 2.13, na qual o sinal de entrada  $v_{SI}$  é o fluxo de potência ativa na Linha 8 e o sinal de saída  $v_s$  atua sobre  $v_p$ , a componente em fase da tensão série do UPFC. Para uma melhor visualização dos detalhes de conexão do UPFC e do POD, ver Figura 3.2. Esse sistema está disponível na pasta *tests* do PSAT e seus dados são também tabelados no Apêndice A deste trabalho.

Considerando todos os dispositivos dinâmicos, o sistema de duas áreas totaliza 47 equações diferenciais e 22 equações algébricas, de forma que a matriz jacobiana do fluxo de carga expandido  $\mathcal{J}_{exp}$  terá dimensão  $(69 \times 69)$ , com a seguinte composição de suas submatrizes:  $J_1^{(47 \times 47)}$ ;  $J_2^{(47 \times 22)}$ ;  $J_3^{(22 \times 47)}$ ;  $J_4^{(22 \times 22)}$ .

## 3.4 Erros no Cálculo de Pontos de Equilíbrio

Nesta seção, apresentam-se os resultados de simulações realizadas visando validar tanto a metodologia proposta, quanto o programa computacional em si.

Dois tipos de perturbação foram aplicados para a avaliação dos erros nos novos pontos de equilíbrio, quando calculados pelo fluxo de carga convencional e pelo fluxo de carga expandido. A precisão dos resultados foi avaliada tomando como referência pontos de equilíbrio obtidos por simulação no domínio do tempo, supondo ser esta a ferramenta que representa de forma mais fiel o comportamento do sistema. Foram utilizados os programas de fluxo de carga e simulação no domínio do tempo do próprio PSAT.

Para garantir que todos os transitórios fossem extintos e, portanto, todas as variáveis atingissem o estado de regime permanente, as simulações no domínio do tempo foram sustentadas por cerca de mil segundos, para cada perturbação. Desta forma, somente foram aplicadas perturbações que não levaram a problemas de instabilidade, ou seja, o estado obtido após cada perturbação corresponde a pontos de equilíbrio estáveis.

Todos os resultados desta seção foram obtidos para o sistema teste de 16 máquinas apresentado na Seção 3.2, sem a inclusão do dispositivo SSSC.

### 3.4.1 Incrementos de carga

O primeiro tipo de perturbação consistiu em uma sequência de degraus de incrementos de carga. As potências ativa e reativa foram aumentadas através de quatro degraus de 10% e um último degrau de 5%, totalizando um aumento de 45% no carregamento do sistema.

Pontos de equilíbrio para carregamentos maiores que 45% foram desprezados em função de se tratarem de pontos de equilíbrio instáveis<sup>3</sup> sem prejuízo para as análises aqui propostas.

As cargas foram aumentadas de forma idêntica nas três metodologias, fluxo de carga, fluxo

---

<sup>3</sup>De fato ocorre uma bifurcação de *Hopf* para um carregamento 48,07% maior em relação ao caso base, o que impossibilita a obtenção de pontos de equilíbrio através da simulação no domínio do tempo.

de carga expandido e simulação no domínio do tempo, através da seguinte equação:

$$P_{c_i} = P_{c0_i} + \lambda |P_{c0_i}| \quad (3.1a)$$

$$Q_{c_i} = Q_{c0_i} + \lambda |Q_{c0_i}| \quad (3.1b)$$

com  $i = 1, 2, \dots, m$  e  $\lambda = \{0; 0, 10; 0, 20; 0, 30; 0, 40; 0, 45\}$ , sendo que o subíndice 0 indica as potências ativa e reativa do caso base.

No caso dos geradores, tanto na simulação do domínio do tempo, quanto no fluxo de carga expandido, estes respondem ao aumento da carga através da atuação dos reguladores de velocidade e reguladores de tensão. O estatismo  $R$  dos reguladores de velocidade foi calculado de tal forma que a geração de potência ativa seja proporcional a potência mecânica do caso base. Por outro lado, no fluxo de carga convencional a geração de potência reativa é calculada em função das tensões especificadas no caso base e a potência ativa é diretamente alterada pelo fator de carregamento, como mostra a equação abaixo:

$$P_{g_i}^{PV} = P_{g0_i}^{PV} + \lambda P_{g0_i}^{PV} \quad (3.2a)$$

com  $i = 1, 2, \dots, ng - 1$ , sendo  $ng$  o número de geradores do sistema.

Esse procedimento visa aproximar a resposta das máquinas quanto à potência ativa gerada nos três métodos testados. Assim, a única diferença será devida às perdas ativas, que na simulação no domínio do tempo e no fluxo de carga expandido são divididas entre os geradores de acordo com o estatismo dos reguladores de velocidade, enquanto no fluxo de carga convencional elas são assumidas integralmente pela barra *Slack*.

As Figura 3.3 à Figura 3.9 mostram os resultados obtidos, nas quais usam-se as seguintes abreviações: FC, para o fluxo de carga convencional; FCE, para o fluxo de carga expandido e; SDT, para simulação no domínio do tempo.

Os erros máximo, mínimo e médio na magnitude das tensões e nos ângulos das tensões das barras podem ser vistos na Figura 3.3 e na Figura 3.4, respectivamente. Todos os erros são avaliados em relação aos resultados da simulação no domínio do tempo, conforme discutido anteriormente. Note que para o fluxo de carga expandido é apresentado apenas o erro relativo

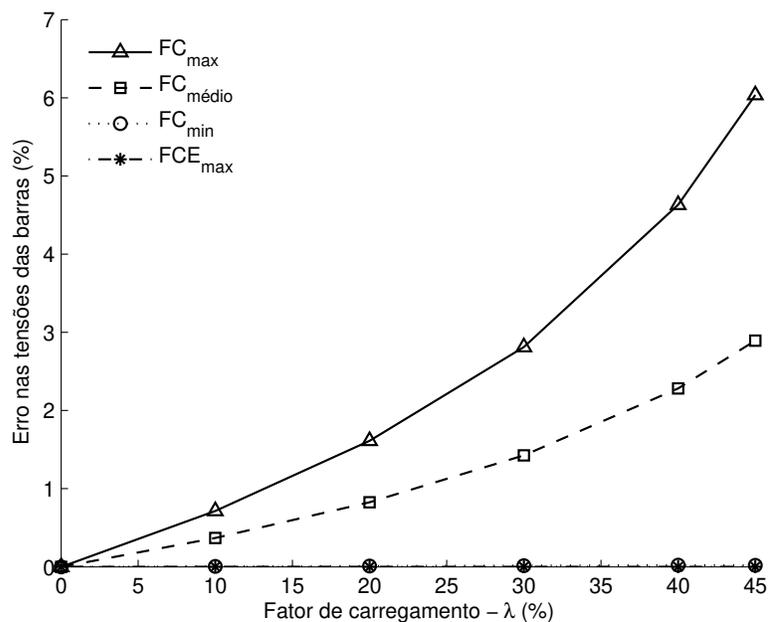


Figura 3.3: Erros do FC e FCE relativos à SDT: tensão das barras.

máximo, tendo em vista que todos os erros obtidos por essa metodologia foram da ordem de  $10^{-8}\%$ . Em contrapartida, os erros ocasionados pelas simplificações do fluxo de carga convencional podem atingir valores significativos, sendo tão maiores quanto maior é o carregamento.

Em termos de erro médio, aqueles observados nas tensões e ângulos das barras poderiam ser considerados aceitáveis, dependendo do tipo de análise em que estes dados seriam usados. Entretanto, a Figura 3.5 mostra que erros grosseiros podem ser encontrados nas variáveis de estado dos dispositivos dinâmicos. Isso acontece porque há a propagação do erro das variáveis algébricas da rede para as variáveis “diferenciais”, visto que no método convencional essas últimas são estimadas após a convergência do fluxo de carga. Portanto, enquanto as curvas referentes ao fluxo de carga expandido e à simulação no domínio do tempo são coincidentes, a curva correspondente ao fluxo de carga se distancia das anteriores conforme aumenta o carregamento, chegando a atingir uma diferença de mais de  $10^\circ$ , no caso do ângulo do rotor do gerador 2.

A Figura 3.6 apresenta a evolução da potência ativa gerada pela máquina 16, correspondente à barra *Slack* do fluxo de carga. As curvas referentes aos resultados da simulação no domínio do

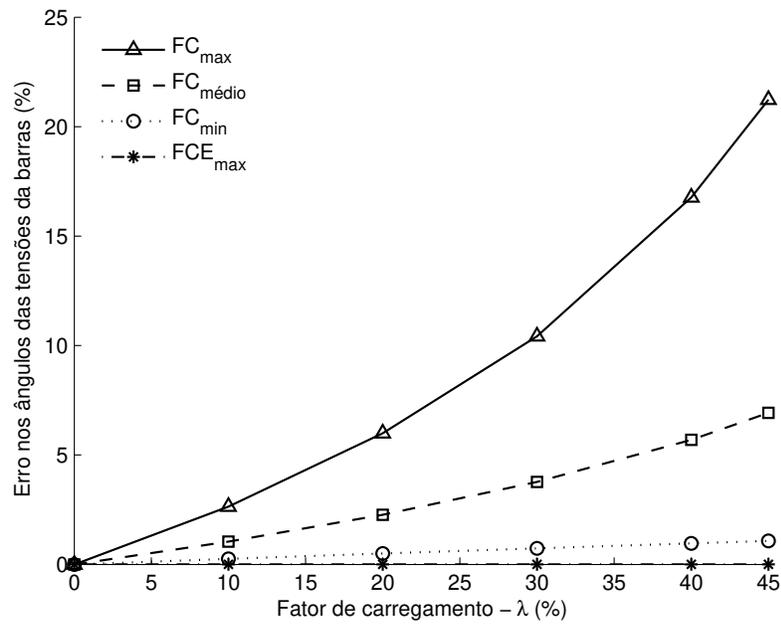


Figura 3.4: Erros do FC e FCE relativos à SDT: ângulo da tensão das barras.

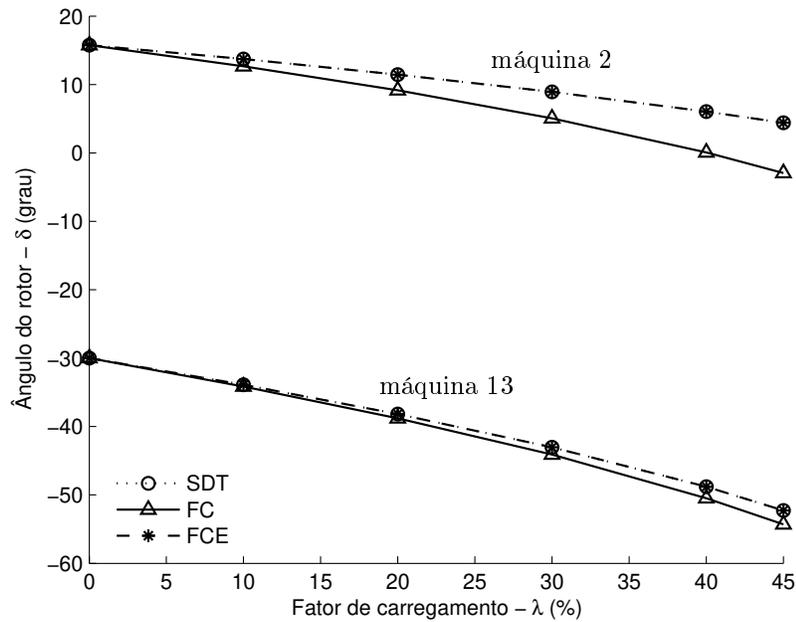


Figura 3.5: Evolução do ângulo do rotor  $\delta$  com incrementos de carga.

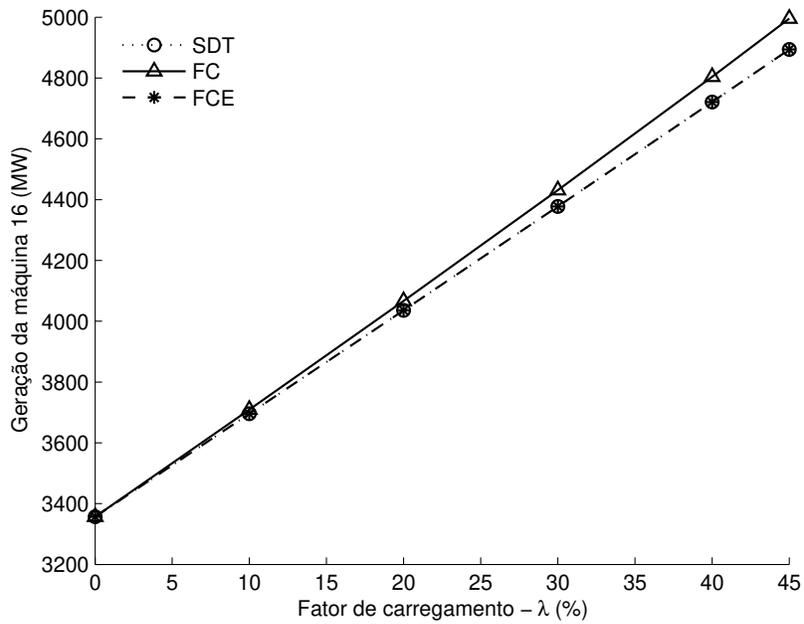


Figura 3.6: Aumento da potência ativa do gerador 16.

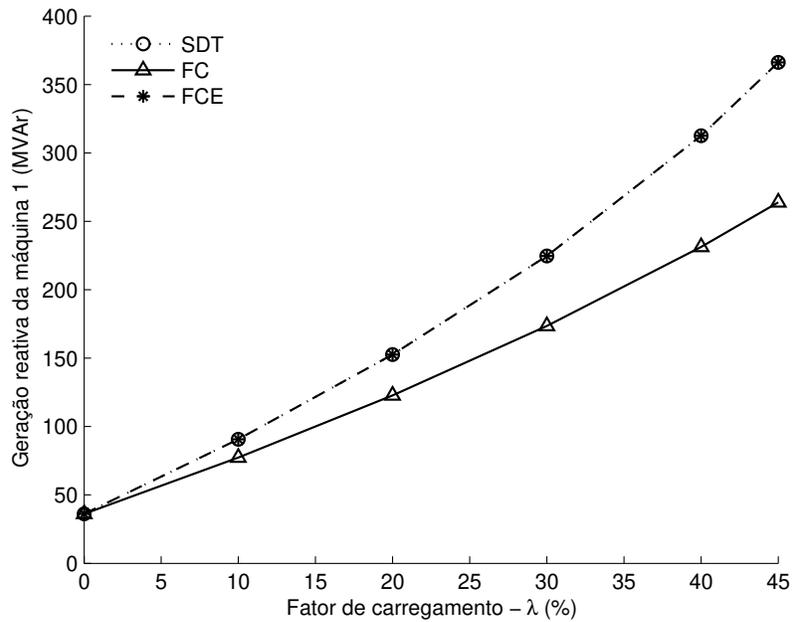


Figura 3.7: Aumento da potência reativa do gerador 1.

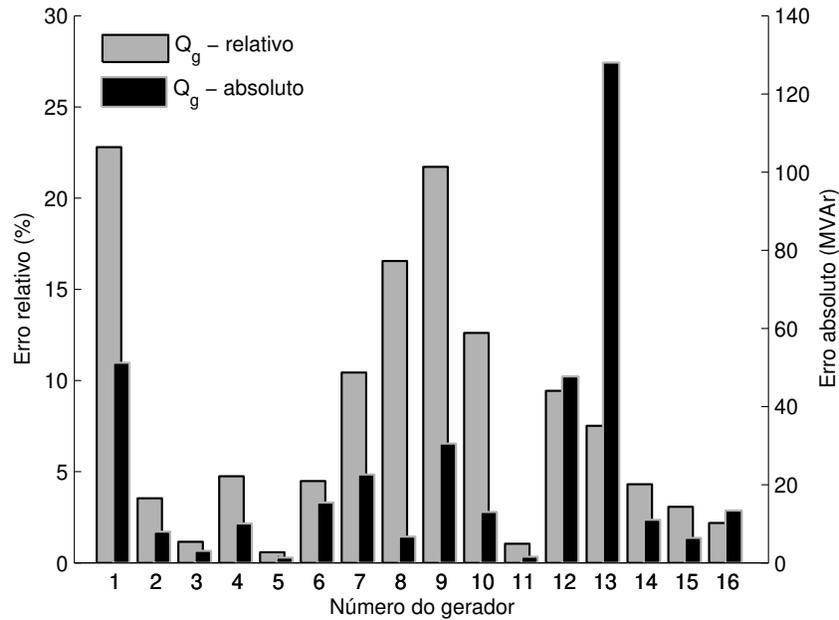


Figura 3.8: Erro na potência reativa gerada para um aumento de 30% no carregamento.

tempo e fluxo de carga expandido são coincidentes, sendo que a diferença para os resultados do fluxo de carga convencional (para mais) deve-se ao fato da barra *Slack* assumir todo aumento nas perdas de potência ativa do sistema, conforme esperado. Da mesma forma, a Figura 3.7 mostra o comportamento da potência reativa do gerador 1. Mas, nesse caso, a diferença entre os métodos deve-se a atuação dos reguladores de tensão que não são capazes de devolver a tensão terminal ao seu valor especificado.

Como referência da ordem de grandeza envolvida nos erros apresentados, a Figura 3.8 apresenta os erros na potência reativa gerada de todas as máquinas em valores percentuais e absolutos (MVar), considerando um carregamento 30% maior em relação ao caso base. Nessa figura pode-se notar, em especial pelos resultados dos geradores 8 e 13, que erros relativos altos não correspondem, necessariamente, a uma grande diferença em termos absolutos, e vice-versa. Note que nessa figura é apresentado apenas o erro do fluxo de carga em relação à simulação no domínio do tempo, visto que os erros do fluxo de carga expandido foram desprezíveis.

Em se tratando de pontos de equilíbrio de regime permanente, estes resultados mostram que o fluxo de carga expandido é capaz de fornecer resultados tão precisos quanto a simulação

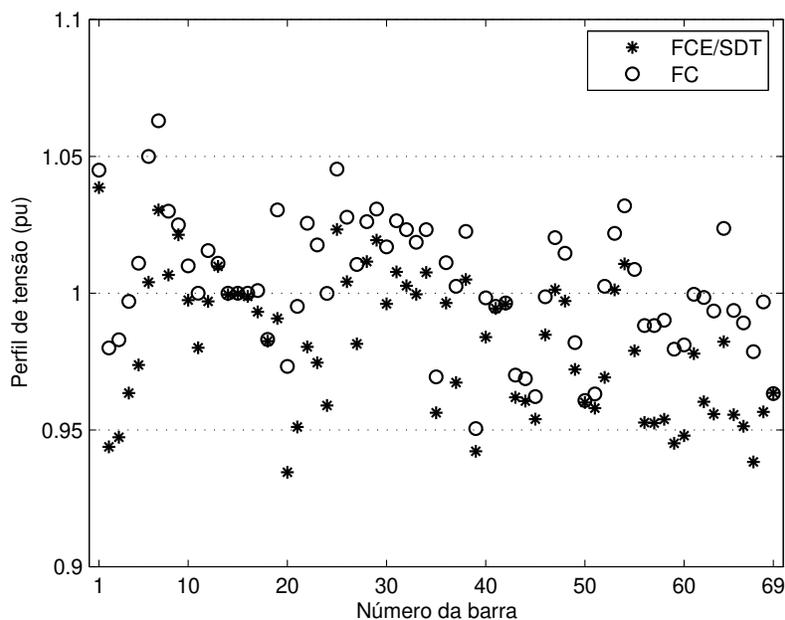


Figura 3.9: Perfil de tensão do sistema para um carregamento 40% maior.

no domínio do tempo, enquanto o fluxo de carga convencional pode conduzir a erros grosseiros, dependendo da severidade da perturbação e da variável avaliada. Assim, a Figura 3.9 ilustra como tais erros podem afetar o processo de tomada de decisão por parte da operação e planejamento dos sistemas elétricos de potência. Supondo que ações corretivas devam ser tomadas quando as tensões atingem valores inferiores a  $0,95pu$ , pode-se notar que pelos resultados do fluxo de carga convencional o perfil de tensão seria considerado adequado, enquanto a simulação no domínio do tempo e o fluxo de carga expandido indicariam sete violações de tensão, incluindo as tensões terminais dos geradores 2 e 3.

### 3.4.2 Contingência em Linha de Transmissão

A segunda forma de perturbação aplicada ao sistema corresponde ao contingenciamento de linhas de transmissão. A análise de contingências é uma ferramenta bastante utilizada para avaliar a segurança e a robustez de um determinado cenário de operação. Nesse tipo de estudo, que visa em especial determinar as contingências críticas (aquelas que podem ocasionar desconexões parciais, ou mesmo blecautes totais do sistema), a eficiência computacional é um

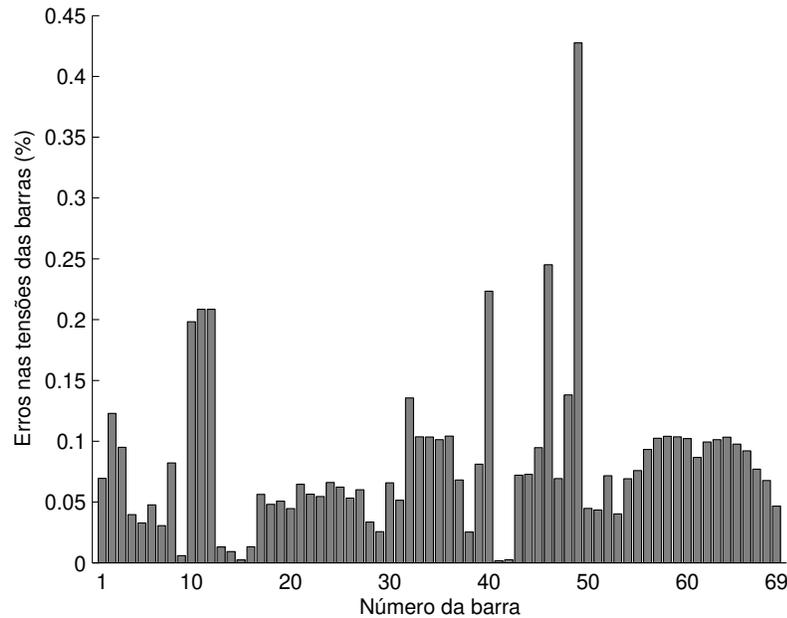


Figura 3.10: Erros nas magnitudes das tensões das barras: FC relativo à SDT.

fator preponderante, de forma que, em geral, sacrifica-se a precisão do resultado para obter ganhos na velocidade das simulações. Tal característica torna a simulação no domínio do tempo uma ferramenta inadequada, dado o seu elevado custo computacional mas, em contrapartida, o fluxo de carga expandido poderia ser então utilizado para refinar os resultados de uma lista de contingências pré-selecionada por ferramentas mais velozes, garantindo maior precisão dos resultados sem elevar demasiadamente o tempo de processamento computacional.

Os resultados aqui apresentados foram obtidos para uma contingência simples, na linha 63, a qual faz a conexão das barras 45 e 51, ambas na área 2 do sistema. Esse ramo é o mais próximo da interligação das áreas 2 e 5<sup>4</sup>, cuja contingência não causa instabilidade do sistema.

Novamente, os pontos de equilíbrio obtidos pelo fluxo de carga e pelo fluxo de carga expandido foram comparados com aqueles obtidos pela simulação no domínio do tempo. Entretanto, serão apresentados apenas os erros correspondentes ao fluxo de carga convencional, uma vez que os erros do fluxo de carga expandido permaneceram insignificantes, da ordem de  $10^{-8}\%$ .

Os erros do fluxo de carga convencional em relação a simulação no domínio do tempo,

<sup>4</sup>A interligação em questão é aquela realizada por intermédio da linha que conecta as barras 69 e 18, nas áreas 2 e 5, respectivamente.

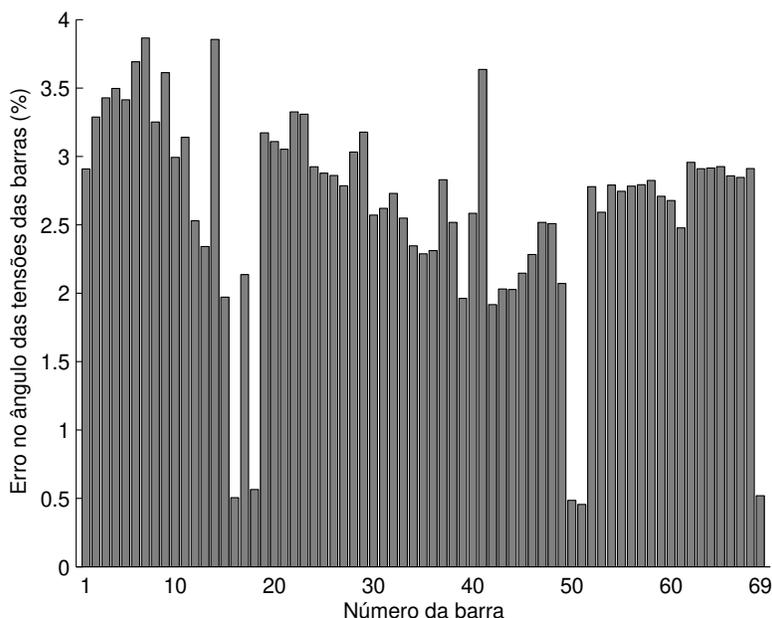


Figura 3.11: Erros nos ângulos das tensões das barras: FC relativo à SDT.

na magnitude e no ângulo das tensões das barras, são apresentados na Figura 3.10 e Figura 3.11, respectivamente. Nota-se que são erros pouco significativos, ao contrário dos encontrados na potência reativa gerada, como mostra a Figura 3.12. Nessa figura, mesmo desprezando os erros correspondentes às máquinas 10 e 11, por apresentarem baixo valor em termos absolutos, percebe-se que permanecem erros da ordem de 10%, portanto, bem mais expressivos que os observados nas tensões das barras.

Entretanto, é interessante salientar que tais erros não se refletem igualmente nas variáveis internas da máquina síncrona. A Figura 3.13 mostra que a componente em quadratura da tensão transitória ( $e'_q$ ) conserva um erro compatível com o observado para a magnitude das tensões das barras. Em contrapartida, no ângulo do rotor ( $\delta$ ) dos geradores percebem-se erros grosseiros, como mostra a Figura 3.14.

Comparando a Figura 3.14 com a Figura 3.15, conclui-se que os erros nos ângulos dos rotores das máquinas 4, 7, 8 e 9 não são tão críticos como aparentam, visto estarem referenciados em valores baixos de  $\delta$ , para os quais pequenas variações podem se refletir como grandes erros. Tal observação é especialmente verdadeira para o gerador 9, cujo erro elevado deve-se a mudança

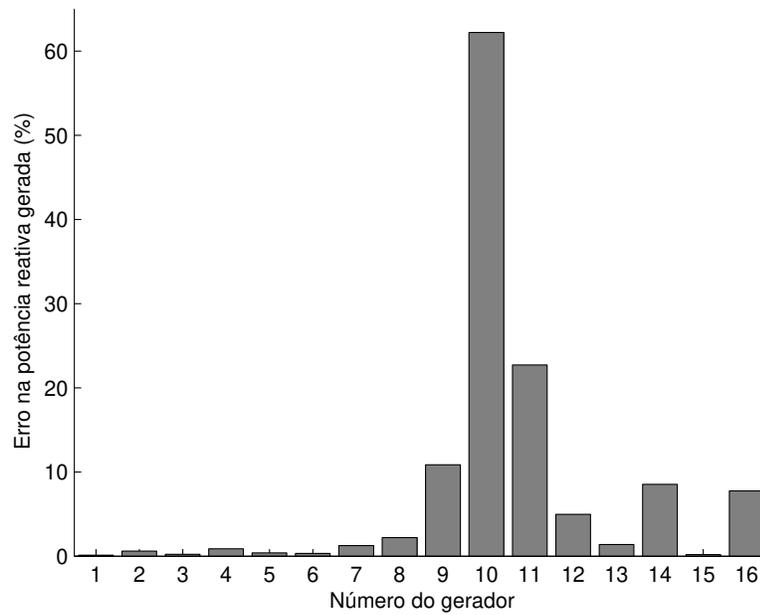


Figura 3.12: Erros na potência reativa gerada: FC relativo à SDT.

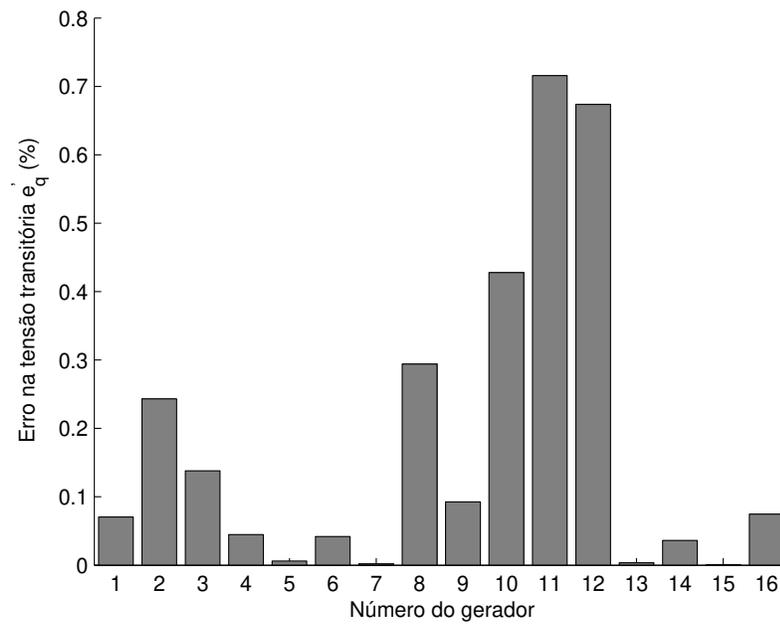


Figura 3.13: Erros na tensão transitória  $e'_q$ : FC relativo à SDT.

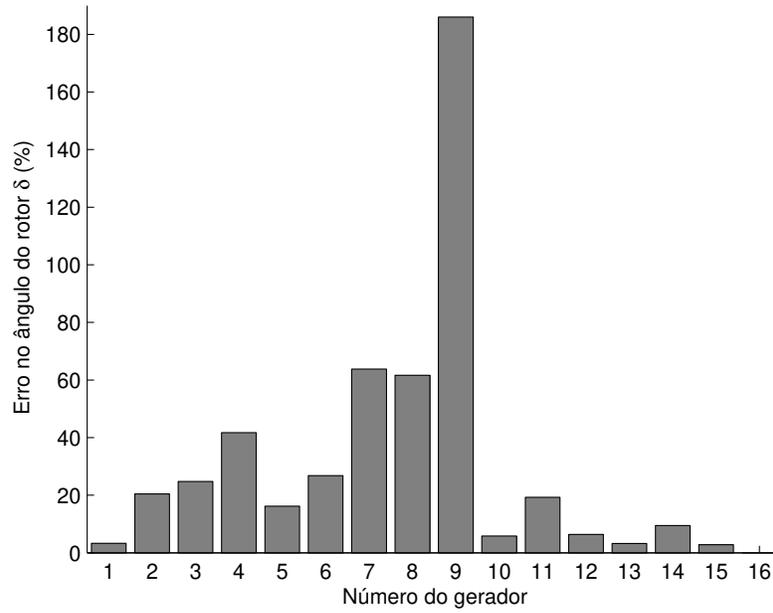


Figura 3.14: Erros no ângulo do rotor das máquinas ( $\delta$ ): FC relativo à SDT.

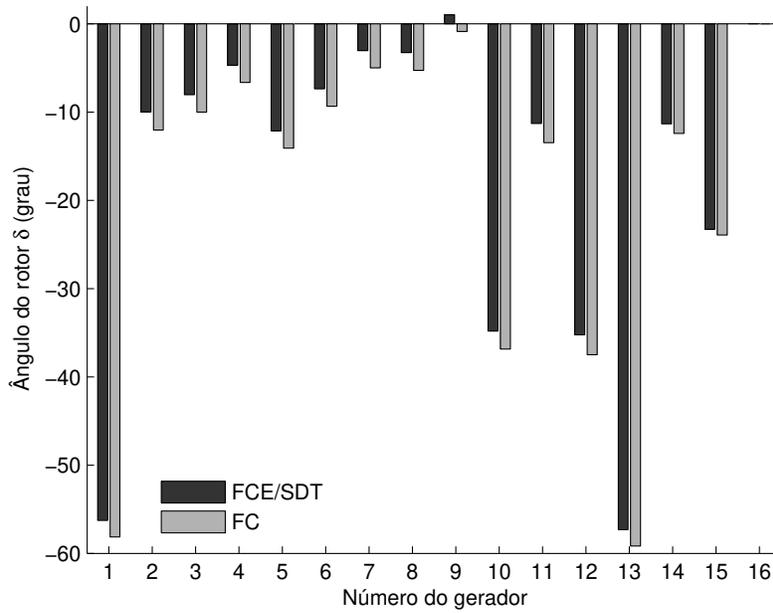


Figura 3.15: Ângulo do rotor ( $\delta$ ), medidos em relação ao ângulo da máquina 16.

no sinal de  $\delta$  quando estimado pelo fluxo de carga convencional. Porém, deve ser observado também, que mesmo desprezando estes valores discrepantes, ainda há erros nos ângulos dos rotores da ordem de 20%.

O comportamento não uniforme dos erros encontrados, seja a partir dos incrementos de carga, seja a partir da contingência, podem ser atribuídos a não-linearidade das equações diferenciais e algébricas. Essa particularidade da modelagem de sistemas elétricos de potência reforça a idéia de representá-lo através de modelos mais completos, pois seu comportamento não-linear dificulta antever uma resposta a determinada perturbação, fazendo com que ferramentas que lançam mão de modelos simplificados possam incorrer em erros inadmissíveis.

## 3.5 Estudos Paramétricos

Nesta seção são apresentados os resultados de simulações para avaliar os efeitos de dispositivos dinâmicos sobre o comportamento de regime permanente do sistema. Para tanto, optou-se por imprimir alterações em variáveis normalmente não acessíveis no fluxo de carga convencional, no caso, as variáveis de referência de dispositivos FACTS.

### 3.5.1 Alterações nas Variáveis de Referência do UPFC

Inicialmente, os testes foram conduzidos sobre o sistema de duas áreas apresentado na Seção 3.3, considerando os elementos em derivação e série do UPFC operando no modo de tensão constante.

As Figuras 3.16 à 3.21 apresentam os resultados quando a tensão série  $v_q$  é mantida constante e a tensão de referência  $V_{ref}$  do elemento em derivação é gradativamente alterada de  $0,90pu$  até  $1,05pu$ , sendo que para cada valor de  $V_{ref}$  é resolvido um fluxo de carga expandido com todas as demais referências do caso base.

Na Figura 3.16 tem-se o comportamento das variáveis internas do UPFC, na qual observa-se que  $i_q$  varia linearmente com  $V_{ref}$ . Deve-se notar que  $v_q$  permanece constante e  $v_p$  é sempre igual a zero, tendo em vista que a primeira está sendo controlada pelo UPFC no modo de tensão constante e, a segunda, só tem valor diferente de zero durante transitórios.

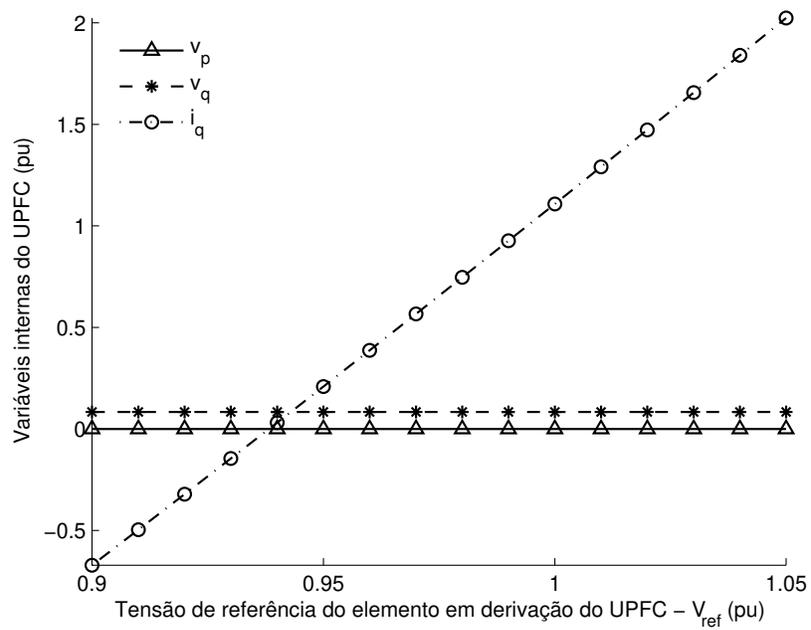


Figura 3.16: Efeito de  $V_{ref}$  sobre as variáveis internas do UPFC.

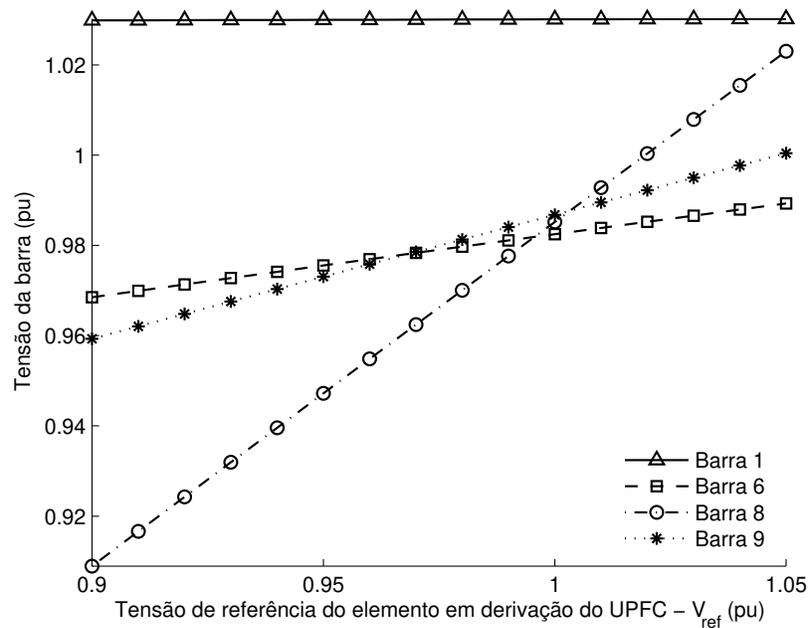


Figura 3.17: Variação da tensão das barras em função de  $V_{ref}$  do UPFC.

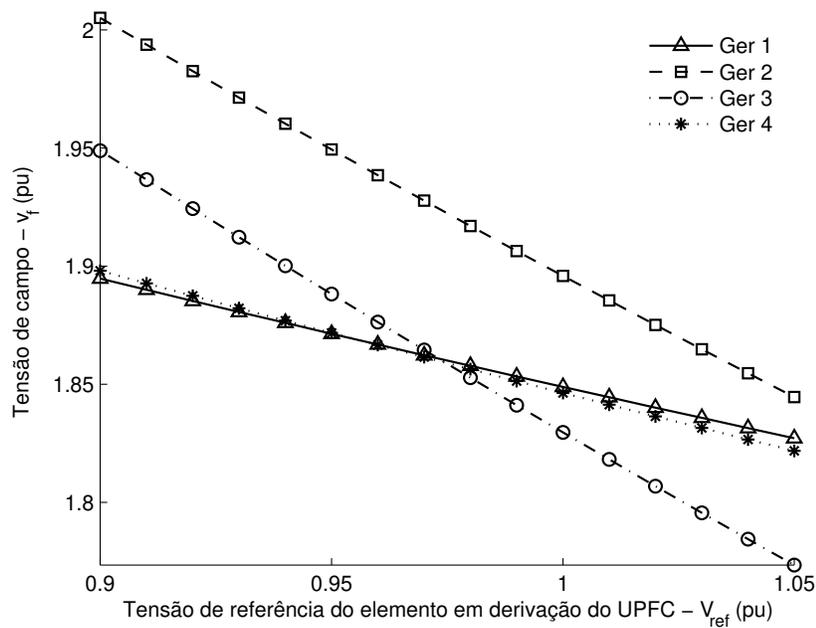


Figura 3.18: Variação da tensão de campo dos geradores em função de  $V_{ref}$  do UPFC.

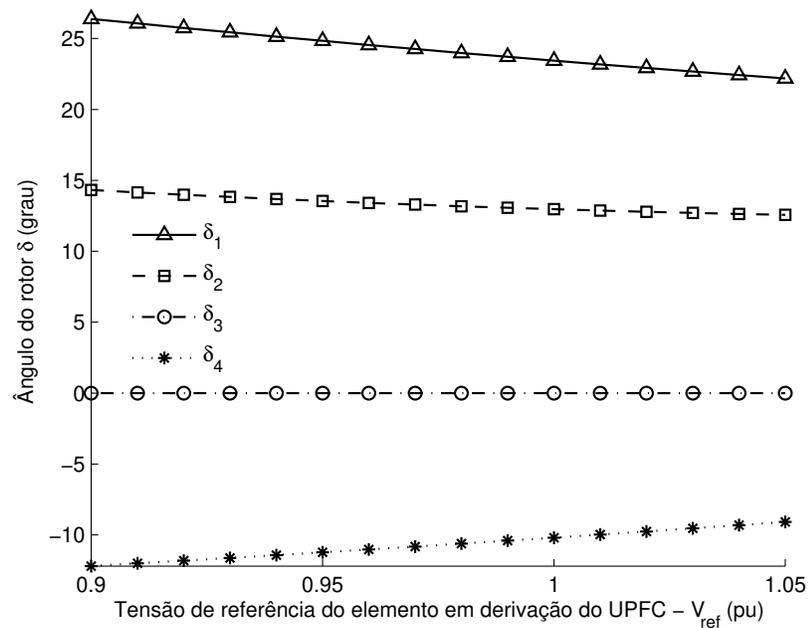


Figura 3.19: Variação do ângulo do rotor dos geradores em função de  $V_{ref}$  do UPFC.

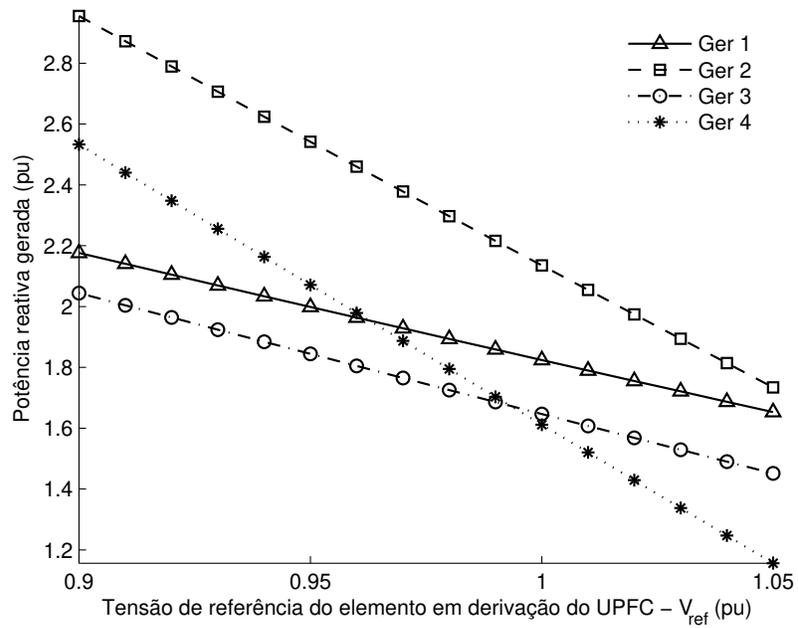


Figura 3.20: Alívio da potência reativa gerada em função do aumento na  $V_{ref}$  do UPFC.

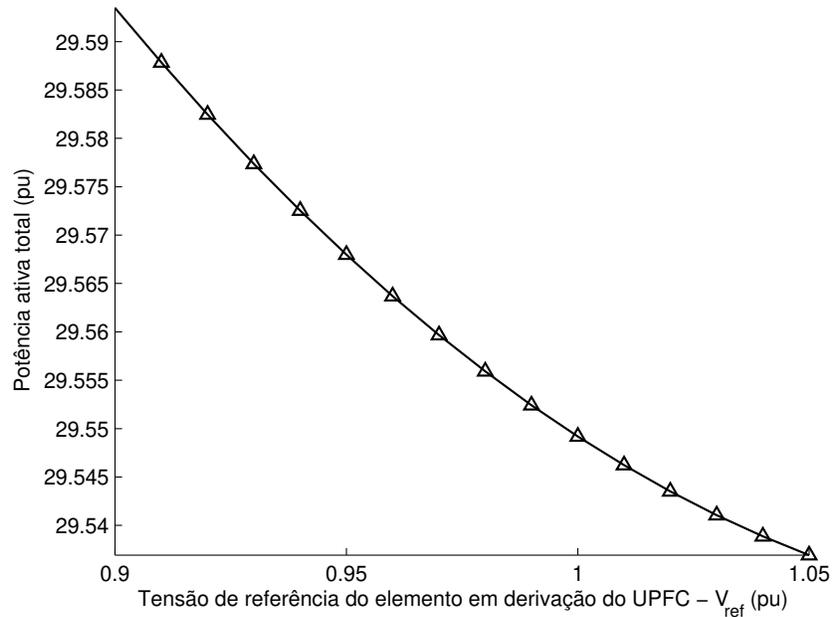


Figura 3.21: Redução das perdas de potência ativa em função do aumento na  $V_{ref}$  do UPFC.

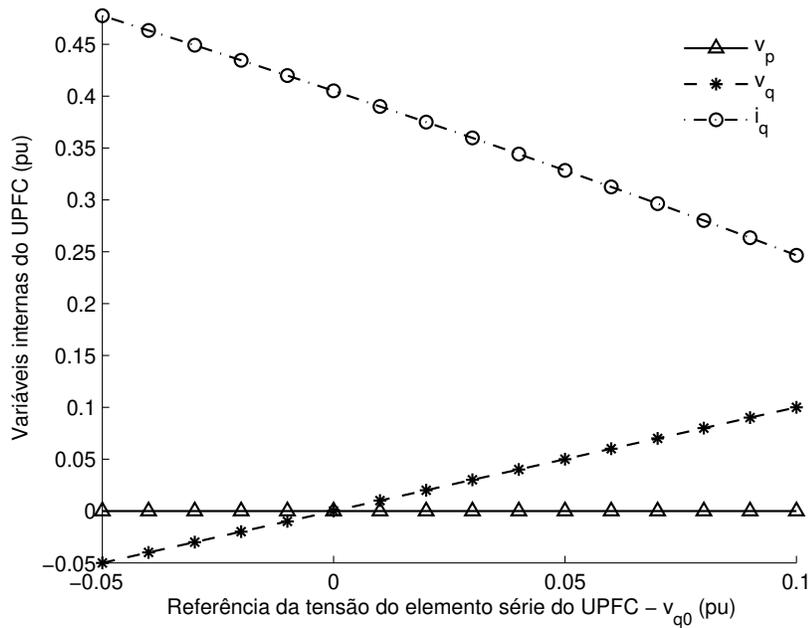


Figura 3.22: Efeito de  $v_{q0}$  sobre as variáveis internas do UPFC.

Com o crescimento de  $i_q$ , aumenta a injeção de potência reativa do UPFC na barra 8, melhorando o suporte de reativos para as cargas. Dessa forma, os geradores sofrem um alívio que se reflete na redução das tensões de campo aplicadas pelos reguladores de tensão, como mostra a Figura 3.18. Faz-se necessário reduzir  $v_f$  pois com o alívio na demanda de reativos há a tendência de elevação das tensões terminais das máquinas, que são então mantidas próximas de suas referências com a redução de sua excitação.

Pode ser notado, também, que a abertura angular de todos os rotores dos geradores é levemente diminuída, conforme Figura 3.19, indicando alívio da geração de potência ativa. Isso acontece porque, apesar do UPFC não gerar potência ativa, sua localização próxima as cargas diminui os fluxos de potência reativa nas linhas, diminuindo, conseqüentemente, as perdas de potência ativa.

Finalmente, as Figuras 3.20 e 3.21 fecham a discussão mostrando, respectivamente, a redução na potência ativa gerada e a redução na potência ativa total do sistema.

Um segundo teste foi ainda realizado, mantendo a tensão  $V_{ref}$  fixa e alterando a referência  $v_{q0}$  da tensão em quadratura do elemento série do UPFC.

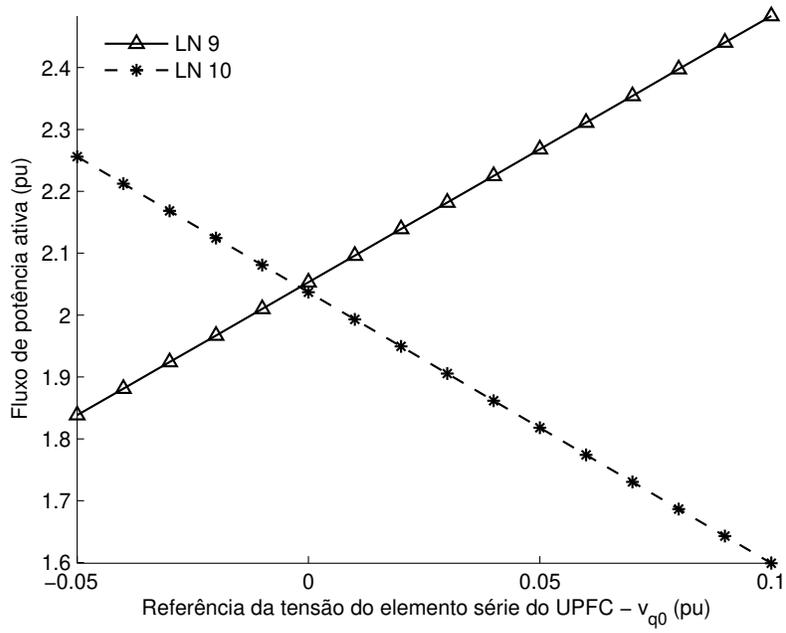


Figura 3.23: Efeito de  $v_{q0}$  sobre os fluxos de potência ativa.

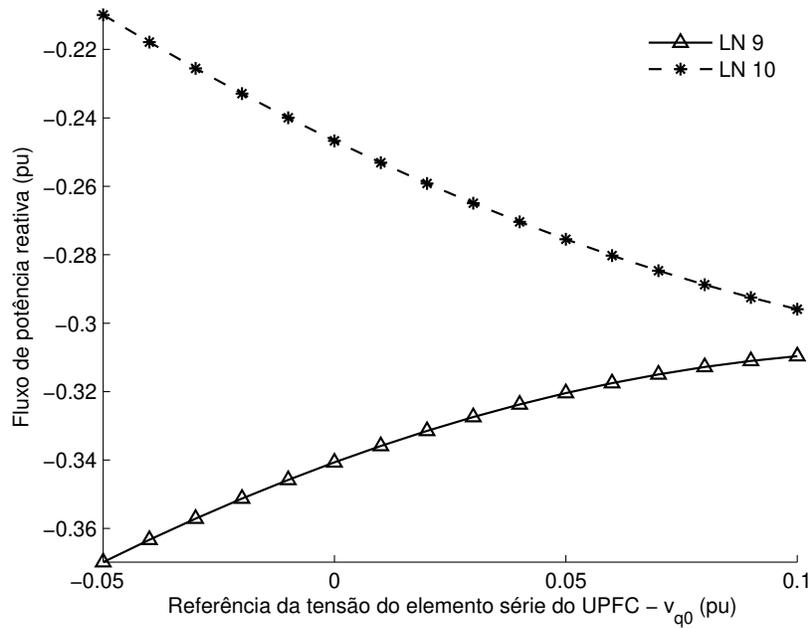


Figura 3.24: Efeito de  $v_{q0}$  sobre os fluxos de potência reativa.

A Figura 3.22 mostra o comportamento das variáveis internas do UPFC conforme a referência  $v_{q0}$  é alterada de  $-0,05pu$  à  $0,1pu$ . A variação na referência impõe o aumento de  $v_q$ , fazendo com que o sistema “enxergue” uma reatância menor na linha compensada pelo UPFC. Com isso, os fluxos de potência ativa e reativa são parcialmente desviados para a linha compensada, reduzindo as perdas do sistema. A redução das perdas, por sua vez, tende a causar a elevação das tensões das barras, portanto, para evitar que a tensão na barra 8 sofra uma elevação, o UPFC é forçado a reduzir  $i_q$ , como mostra a referida figura.

Mas quando atua-se na referência do elemento série, é nos fluxos de potência que são observadas as maiores variações, como mostram as Figuras 3.23 e 3.24. Nessas figuras são apresentados os fluxos de potência ativa e reativa no circuito duplo que conecta as barras 8 e 9 (ver Figura 3.2). O UPFC compensa a linha identificada como *LN 9* e é fácil notar que o aumento em  $v_q$  faz dessa linha um caminho preferencial para os fluxos, conforme discutido anteriormente.

### 3.5.2 Alterações na Variável de Referência do Controlador PI

Testes adicionais foram realizados com o sistema de 16 máquinas apresentado na Seção 3.2, considerando o dispositivo SSSC controlando o fluxo de potência ativa na interligação das áreas 2 e 5, pela linha que conecta as barras 49 e 18 (ver Figura 3.2).

Conforme discussão da modelagem do SSSC, para o modo de operação em potência constante faz-se necessário o ajuste da entrada  $v_0$  do SSSC por um *controlador PI*. Esse último ajusta  $v_0$  de forma que a saída  $v_s$  mantenha o fluxo de potência ativa no valor especificado para a referência  $P_{ref}$  do controlador PI.

Assim, as simulações consistiram em alterar o fluxo de potência entre as áreas 2 e 5, atuando sobre a referência de potência  $P_{ref}$  do controlador PI.

A Figura 3.25 mostra o comportamento das variáveis internas do SSSC quando  $P_{ref}$  é gradativamente alterado de  $-3,3pu$  até  $-0,9pu$ , explorando toda capacidade do SSSC, que faz a tensão  $v_s$  assumir valores que vão desde seu limite máximo ( $0,3pu$ ), até seu limite mínimo ( $-0,3pu$ ).

Como consequência da variação de  $v_s$ , o fluxo de potência ativa na Linha 49-18 é parcialmente redirecionado para as linhas vizinhas que partem da barra 18, como mostra a Figura 3.26.

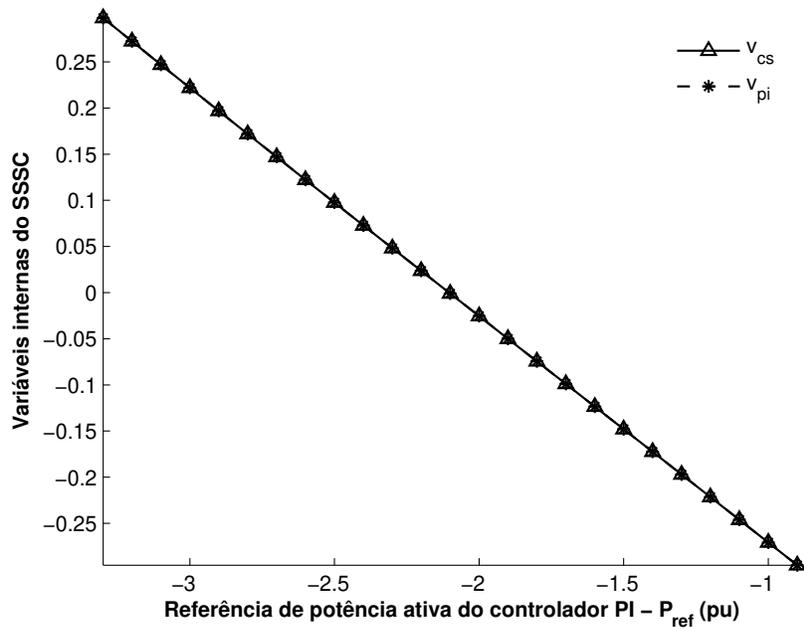


Figura 3.25: Efeito da variação de  $P_{ref}$  as variáveis internas do SSSC.

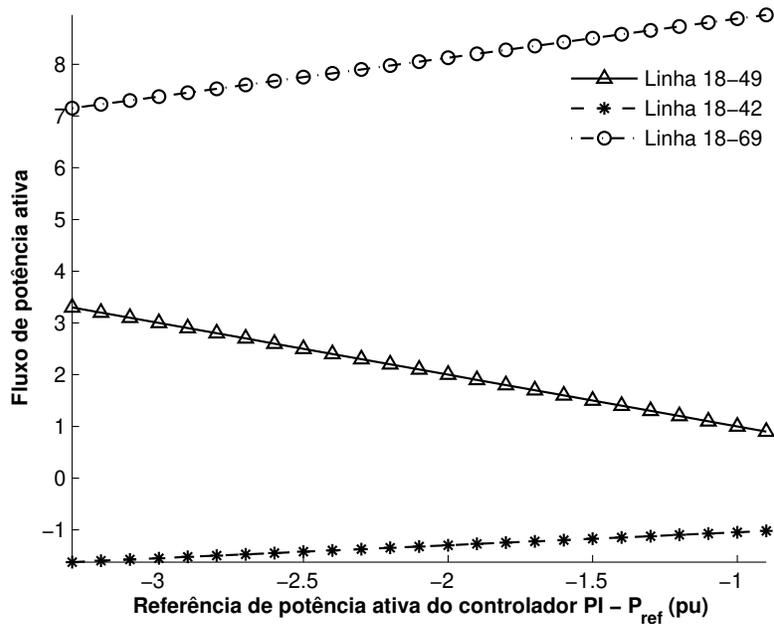


Figura 3.26: Variação dos fluxos de potência ativa em função de  $P_{ref}$ .

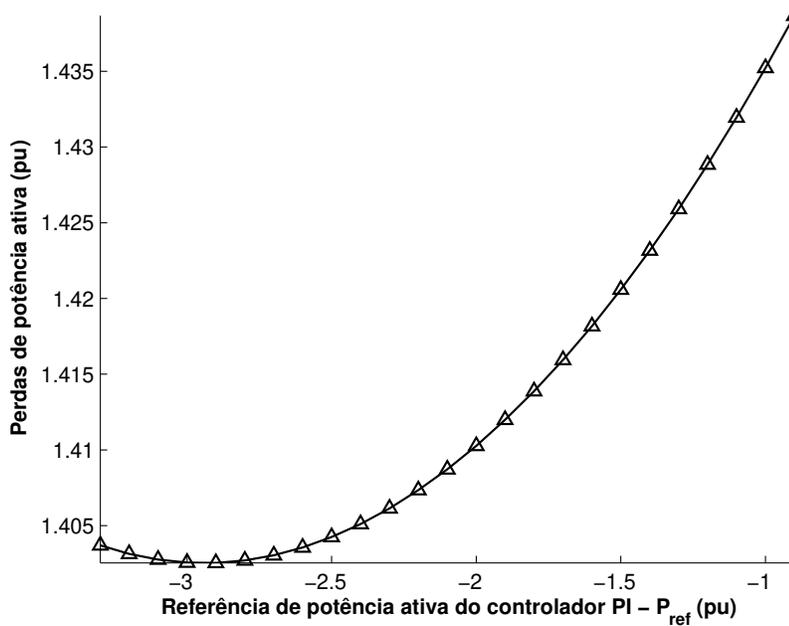


Figura 3.27: Perdas de potência ativa em função da alteração em  $P_{ref}$ .

Desta forma, as perdas de potência ativa do sistema aumentam, logo após uma pequena queda inicial, assim que a tensão  $v_s$  assume valores menores que  $0,2pu$  (nas figuras correspondendo a valores de  $P_{ref} > -2,9$ ), como pode ser observado na Figura 3.27.

As perdas aumentam pois os fluxos de potência são forçados por caminhos de maior impedância, conseqüentemente causando a queda das tensões na vizinhança do SSSC, exceto na barra 49 que é aliviada pela redução do fluxo de potência que chega a área 2 através da mesma, como pode ser visto na Figura 3.28.

De forma semelhante, os geradores mais próximos das extremidades da Linha 49-18 são os mais afetados. A máquina 10, por estar próxima da barra 49 é igualmente aliviada, tendo sua excitação reduzida. Por outro lado, a máquina 16, próxima da extremidade oposta, aumenta sua injeção de potência reativa para compensar a queda de tensão na barra 18. Tal conclusão é extraída da Figura 3.29, que mostra as tensões de campo das referidas máquinas.

Os resultados apresentados neste capítulo cumprem os objetivos de validação da metodologia, pois atestam precisão equivalente à simulação no domínio do tempo, bem como confirmam a versatilidade para estudos paramétricos, dada a possibilidade de acesso a quaisquer variáveis,

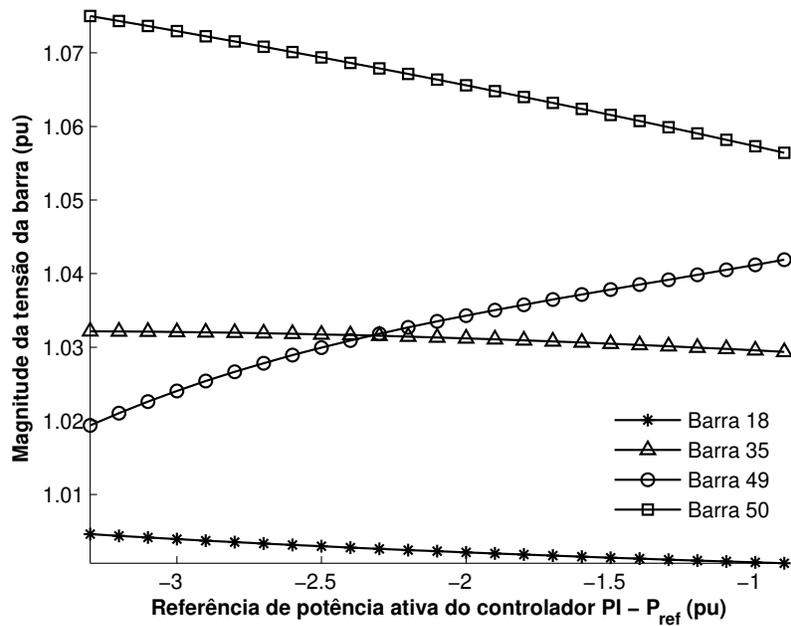


Figura 3.28: Efeito da variação de  $P_{ref}$  sobre as tensões das barras.

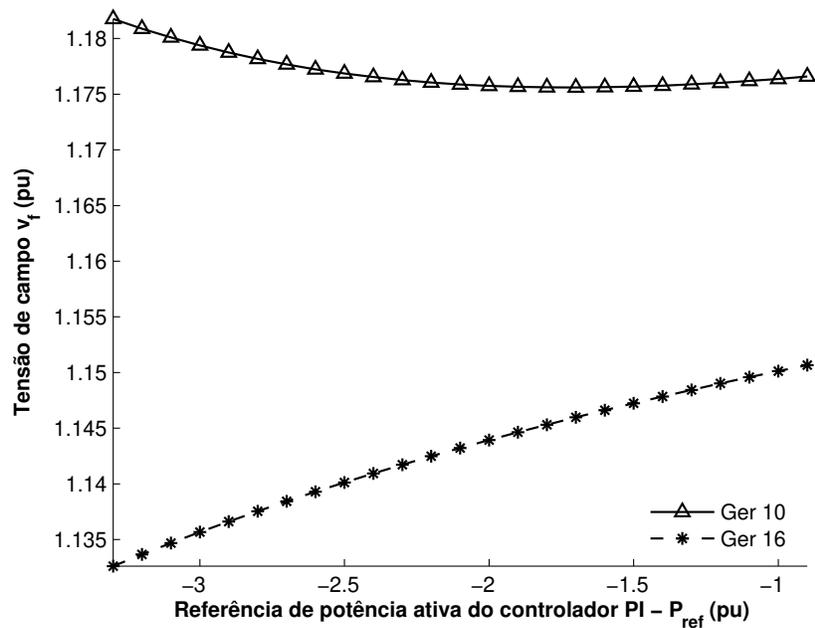


Figura 3.29: Efeito da variação de  $P_{ref}$  na tensão de campo das máquinas.

como esperado. Além disso, pelos resultados em si, percebe-se a didaticidade do fluxo de carga expandido, por permitir o entendimento do comportamento dos dispositivos e equipamentos, ao elucidar como suas variáveis internas afetam as variáveis da rede, e vice-versa.

# Capítulo 4

## Uma Plataforma Unificada para o Cálculo de Margens de Estabilidade

### 4.1 Introdução

OS sistemas elétricos de potência por todo o mundo vêm atravessando um período de mudanças iniciadas nas duas últimas décadas, fortemente ligadas a filosofia das leis de mercado. Seus defensores partiram do pré-suposto que o aumento da competição entre os agentes do sistema conduziria naturalmente a uma operação mais eficiente e com menores custos ao consumidor final (Shahidehpour & Alomoush 2001). No entanto, muitos autores apontam exatamente a desregulamentação do setor como a principal responsável pelo estressamento dos sistemas elétricos (Vournas 2001, Dobson 2001, Amano et al. 2006, Feng et al. 2000, Liu et al. 2006, Mihalic & Papic 1998, Mihalic & Gabrijel 2004).

Entre os mesmos autores, há um consenso de que a falta de investimentos na expansão (seja por restrições econômicas, sociais, ou ambientais) tem freqüentemente submetido os sistemas a operação sob condições de carregamento elevado, incorrendo em pontos de equilíbrio demasiadamente próximos dos seus limites. Desta forma, visando garantir segurança e confiabilidade à operação, engenheiros e pesquisadores têm cada vez mais focado na definição e identificação de possíveis violações a restrições dinâmicas ((Cigré Task Force 1996) *apud* Dobson 2001).

Nesse novo contexto, os limites de estabilidade surgem como um dos grandes entraves para

a operação dos sistemas, tornando importantes as metodologias de análise capazes de indicar a distância de um determinado ponto de equilíbrio aos limites de estabilidade, bem como fornecer indicativos das áreas críticas, permitindo medidas corretivas para atingir um determinado nível de segurança (Affonso et al. 2004, Kopcak et al. 2003, Kopcak 2003, Da Silva 2001).

Segundo a NERC (1996) (*North American Electric Reliability Corporation*), a capacidade de transmissão total (CTT) é definida como o mínimo valor dentre os limites térmico, de tensão e de estabilidade; sendo que o ponto de operação deve estar suficientemente distante do limite mais restritivo, de forma a conservar uma margem mínima (chamada de capacidade de transmissão disponível - CTD)<sup>1</sup> que permita alterações nos despachos e/ou na topologia da rede, a fim de evitar que perturbações levem ao colapso do sistema por violação dessas restrições.

No que diz respeito aos limites de estabilidade, tradicionalmente, critérios de segurança relacionadas a tensão e a estabilidade transitória figuram como as principais restrições dinâmicas ((IEEE 2000) *apud* Chung et al. 2004, Capitanescu & Cutsem 2005, Haque 2004). Entretanto, problemas relacionados a estabilidade a pequenas perturbações têm sido relatados ((IEEE 1994) *apud* Chung et al. 2004), como os incidentes do *Sri Lankan*, em 1995, e do *WSCC* (*Western System Coordination Council*), em 1996 (Cañizares et al. 2004), despertando o recente interesse pela definição de restrições dinâmicas ligadas a estabilidade a pequenas perturbações (Dobson 2001, Chung et al. 2004, Ruiz-Vega et al. 2004, Ruiz-Vega et al. 2003, Cañizares et al. 2004).

Neste capítulo é apresentada uma ferramenta que permite a avaliação precisa de cinco diferentes limites de segurança para o sistema, sendo dois deles relacionados ao problema de estabilidade por oscilações eletromecânicas de baixa frequência, dois relacionados à estabilidade de tensão e, um último relacionado com o perfil de tensão das barras. Na verdade, ressalta-se que dos limites definidos pela NERC, apenas aqueles referentes a estabilidade transitória não seriam diretamente obtidos pelo método aqui proposto, pois até mesmo os limites térmicos poderiam ser identificados, considerando que as correntes através da rede e seus equipamentos são obtidas com maior precisão, além da modelagem mais detalhada destes últimos permitir

---

<sup>1</sup>Capacidade de Transmissão Total e Capacidade de Transmissão Disponível são traduções livres de *Total Transfer Capability* e *Available Transfer Capability*, respectivamente, sendo ambas definições da NERC (1996).

verificar violações dos seus limites internos automaticamente<sup>2</sup>.

Parte dos resultados aqui apresentados compõe o artigo (Kopcak et al. 2007c), aceito para apresentação no VII Congresso Latino-americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica.

## 4.2 Margens de Estabilidade

Margens de segurança são normalmente dadas em termos de  $MW$  (ou  $pu$  de  $MW$ ) e representam o acréscimo de carga que o sistema seria capaz de atender, partindo do atual ponto de operação, sem atingir o limite operacional mais restritivo. Embora comumente apresentadas dessa forma, não implica que os incrementos no carregamento se dariam exclusivamente em termos de potência ativa, na verdade fica implícito, quando da definição da direção do aumento de carga, que há um acréscimo na demanda de potência reativa associado ao valor da margem dada em  $MW$ .

O método de curvas PV (Sauer & Pai 1998, Kundur 1994) faz parte das abordagens, ditas estáticas<sup>3</sup>, de análise de estabilidade de tensão e é atualmente a forma mais aceita para determinação de margens de segurança sob tal ponto de vista (Força Tarefa 2000, Abed 1999). Elas são obtidas através da solução de uma série de fluxos de carga considerando incrementos sucessivos no carregamento e, apesar de não haver consenso sobre a direção em que estes devam se dar, é comum realizá-los em todas as barras do sistema/área em estudo, mantendo o fator de potência das cargas constante e dividindo o aumento na demanda entre todos os geradores.

Por ser um método bastante difundido e por seus resultados serem de fácil interpretação, propõe-se aqui calcular curvas PV para definição de restrições dinâmicas através do fluxo de carga expandido, como em (Feng et al. 2000, Da Silva 2001). Com isso, incorpora-se ao método as seguintes vantagens: obtêm-se margens e pontos de equilíbrio com maior precisão, devido à modelagem mais completa dos componentes do sistema; e o método deixa de ter caráter estático, dada a inclusão das equações diferenciais, de forma que problemas de instabilidade de tensão

---

<sup>2</sup>Note que, apesar de possível, o limite térmico dos equipamentos e linhas não é verificado neste trabalho, por não terem sido incluídos nos modelos e/ou por ausência de dados sobre os mesmos.

<sup>3</sup>É um método considerado “estático” porque não considera as equações diferenciais que modelam a dinâmica do sistema, baseando-se apenas nas equações de fluxo carga.

poderão ser previstos mesmo quando bifurcações sela-nó não coincidam com a singularidade da matriz jacobiana algébrica. Além disso, diferentemente dos trabalhos acima citados, que se restringiram a avaliação de margens de estabilidade de tensão, nesta proposta serão avaliadas as seguintes margens:

**MA** - Margem de Amortecimento: corresponde ao aumento de carga (em *pu* ou MW) que o sistema pode atender, desde o caso base até o ponto em que um modo eletromecânico complexo-conjugado apresente amortecimento menor que o mínimo estabelecido (geralmente na faixa entre 3%-5%)(Chung et al. 2004);

**MO** - Margem Oscilatória: corresponde ao aumento de carga (em *pu* ou MW) que o sistema pode atender, desde o caso base até o ponto em que um modo eletromecânico complexo-conjugado cruza o eixo real;

**MM** - Margem Monotônica: corresponde ao aumento de carga (em *pu* ou MW) que o sistema pode atender, desde o caso base até o ponto em que ocorre uma bifurcação sela-nó;

**MX** - Máximo Carregamento: corresponde ao aumento de carga (em *pu* ou MW) que o sistema pode atender, desde o caso base até o “nariz” da curva PV;

**LT** - Limite de tensão: corresponde ao aumento de carga (em *pu* ou MW) que o sistema pode atender, desde o caso base até o ponto em que a tensão de uma das barras se torna menor que o limite mínimo de tensão;

Sendo que para a obtenção de MA, considera-se a taxa de amortecimento (de um dado autovalor complexo-conjugado  $\nu_{1,2} = \alpha \pm j\beta$ ) dada pela seguinte relação<sup>4</sup> (Chung et al. 2004, Kundur 1994, Pal & Chaudhuri 2005):

$$\zeta = -\frac{\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + \beta^2}}100\% \quad (4.1)$$

Da mesma forma que o fluxo de carga convencional, o fluxo de carga expandido apresenta problemas de convergência na região próxima ao ponto de máximo carregamento, devido a

---

<sup>4</sup>Note que na literatura os autovalores são normalmente representados pela letra  $\lambda$ , e suas partes real e imaginária pelas letras  $\sigma$  e  $\omega$ , respectivamente, tendo sido aqui alteradas para evitar confusões com a representação do fator de carregamento e da velocidade angular da máquina síncrona.

singularidade da matriz jacobiana algébrica. Felizmente, não só o problema é comum aos dois métodos, como também o é sua solução. Assim, para obtenção de curvas PV completas faz-se necessária a implementação de um método da continuação (Alves 2000, Ajarapu & Christy 1992, Cañizares 1995).

Como direção do incremento de carga, alterou-se a equação (2.17) como segue:

$$-P_{g_i} + P_{c0_i} + \lambda_i |P_{c0_i}| + P_{t_i} = 0 \quad (4.2a)$$

$$-Q_{g_i} + Q_{c0_i} + \lambda_i |Q_{c0_i}| + Q_{t_i} = 0 \quad (4.2b)$$

sendo que o sub-índice 0 indica as potências especificadas do caso base; note que o fator de carregamento  $\lambda$  multiplica apenas as potências referentes as cargas, visto que a geração responderá segundo o estatismo dos reguladores de velocidade e segundo o ganho dos reguladores de tensão.

Essa alteração teve por objetivo fazer com que os incrementos de carga sejam tais que, a cada passo, a carga se torne mais indutiva, evitando que sistemas que possuem potências reativas negativas entre as cargas<sup>5</sup> tenham incrementos numa direção que alivia o sistema.

O método aqui implementado é baseado em (Da Silva 2001) e não tem o rigor matemático de um método da continuação propriamente dito (Alves 2000), mas é suficiente para o propósito de obtenção do traçado completo das curvas PV, contornando o problema de singularidade da matriz jacobiana algébrica.

A metodologia consiste em escolher uma barra como *piloto*, e substituir sua tensão pelo fator de carregamento  $\lambda$ . Assim,  $\lambda$  passa a figurar como variável no sistema de equações e a tensão piloto passa a ser o parâmetro da continuação. Inicialmente é escolhida a barra que apresenta a menor tensão no caso base, mas durante o processo de cálculo da curva PV, são verificadas as tensões a cada novo ponto obtido e a barra piloto passa a ser aquela que mostrar a maior queda de tensão em relação ao ponto da iteração anterior.

O método é bastante simples. Partindo da solução do caso base, a tensão piloto ( $V_{pil}$ ) é

---

<sup>5</sup>Cargas agregadas com potência reativa negativa são, provavelmente, decorrência de equivalentes da carga somada a compensação reativa capacitiva da barra. Portanto, quando o banco de dados não discrimina a potência reativa da carga da demanda total consumida na mesma (e é este o caso dos dados do sistema de 69 barras), a equação (4.2) “impede” que no processo de aumento do carregamento, seja também aumentada a compensação de reativos do sistema.

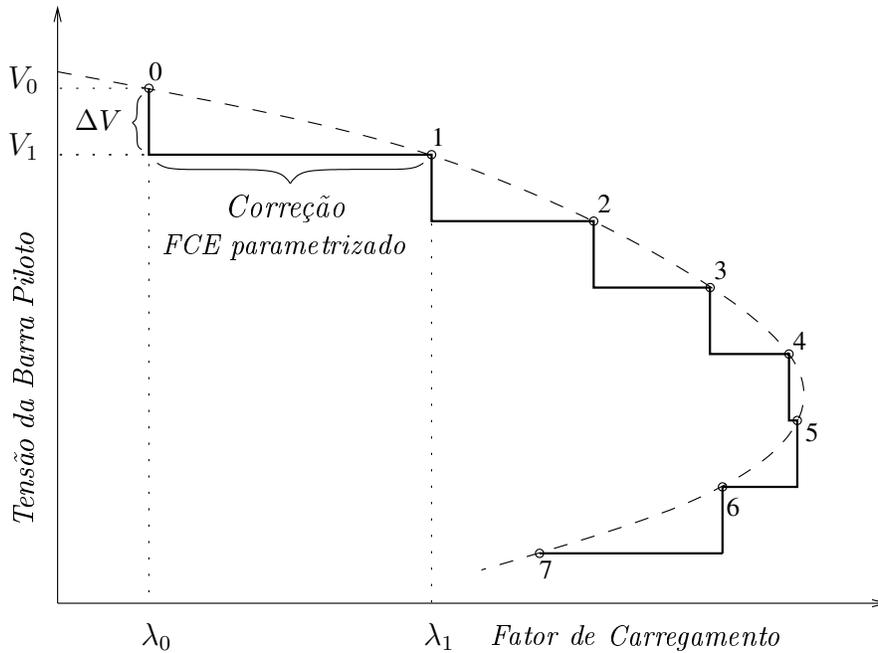


Figura 4.1: Ilustração do método da continuação.

gradativamente decrementada de um valor  $\Delta V$  previamente definido (quanto menor for o valor de  $\Delta V$ , maior será o número de pontos da curva PV, bem como o tempo de processamento computacional, e vice-versa). Para cada valor desta tensão, um novo ponto de equilíbrio é calculado, como ilustrado graficamente na Figura 4.1. Em outras palavras, o estado do sistema correspondente ao ponto 1 é obtido por um fluxo de carga expandido parametrizado (FCEP) que mantém fixa a tensão da barra piloto em  $V_1$ ; os demais pontos da curva são obtidos de forma análoga.

A Figura 4.1 também mostra uma característica interessante do método. Note que mesmo tendo um passo  $\Delta V$  fixo, em termos de  $\lambda$  a curva é obtida como se o passo para o carregamento fosse ajustável num sentido favorável à eficiência computacional. Com a tensão como parâmetro da continuação, o método naturalmente permite maiores excursões do carregamento na região “linear” da curva, gradativamente diminuindo o “passo” à medida que se aproxima da região de máximo carregamento.

Por outro lado, o método não apresenta apenas vantagens. A Figura 4.2 mostra que a forma da curva PV da barra piloto influencia o processo de convergência, pois como pode ser visto, mantendo a tensão como parâmetro da continuação, a partir do ponto 6 não existe

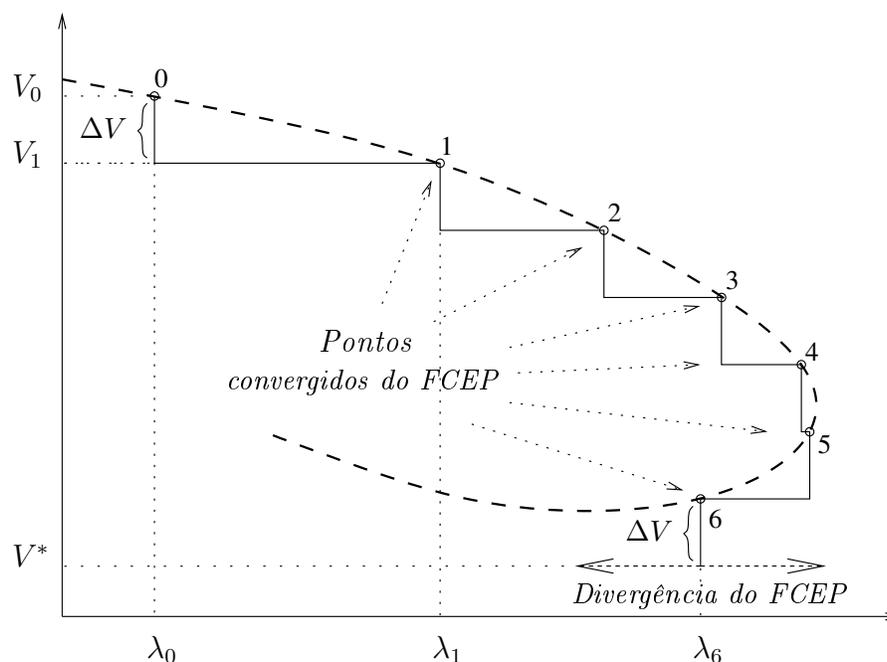


Figura 4.2: Problemas de convergência decorrentes da má escolha da barra piloto.

solução possível para o fluxo de carga expandido parametrizado. Normalmente esse problema se manifesta quando o método já ultrapassou o ponto de máximo carregamento (conhecido como “nariz” da curva), ocorrendo a divergência já na parte inferior da curva PV, o que minimiza suas possíveis implicações nos estudos. Mas, independentemente disso, para evitá-lo, as tensões são verificadas a cada iteração e a barra piloto para a iteração seguinte é sempre aquela que apresentou maior queda, como dito anteriormente.

Durante o processo de obtenção dos pontos de equilíbrio que compõe a curva PV, após a convergência de cada ponto, as sensibilidades em relação a  $\lambda$  ( $\partial/\partial\lambda$ ) são substituídas pelas sensibilidades originais em relação a  $V_{pil}$  ( $\partial/\partial V_{pil}$ ) para permitir estudos de análise modal sobre a matriz de estados  $\mathcal{A}$  e sobre a matriz jacobiana algébrica  $\mathcal{J}_a$ , conforme definidas nas equações (4.3a) e (4.3b)<sup>6</sup>. Monitorando os auto-valores dessas matrizes podem ser identificados os carregamentos onde ocorrem modos com baixa taxa de amortecimento, modos instáveis do ponto de vista oscilatório, ou modos instáveis do ponto de vista monotônico.

<sup>6</sup>Para maiores detalhes sobre a definição das matrizes  $\mathcal{A}$  e  $\mathcal{J}_a$ , e sobre a relação de seus autovalores com a estabilidade, ver Capítulo 5

$$\mathcal{A} := \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}} - \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{y}} \frac{\partial \mathbf{g}^{-1}}{\partial \mathbf{y}} \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}} \quad (4.3a)$$

$$\mathcal{J}_a := \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{y}} - \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}} \frac{\partial \mathbf{f}^{-1}}{\partial \mathbf{x}} \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{y}} \quad (4.3b)$$

O processo iterativo de correção que compõe o fluxo de carga expandido parametrizado é modelado pelas equações (4.4).

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}_n \\ \Delta \mathbf{y}'_n \\ \Delta \lambda_n \\ \Delta \mathbf{y}''_n \end{bmatrix} = \mathbf{J}_{p_n}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{x}_n, \mathbf{y}'_n, \lambda_n, \mathbf{y}''_n) \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}_n, \mathbf{y}'_n, \lambda_n, \mathbf{y}''_n) \end{bmatrix} \quad (4.4a)$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{x}_{n+1} \\ \mathbf{y}'_{n+1} \\ \lambda_{n+1} \\ \mathbf{y}''_{n+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{x}_n \\ \mathbf{y}'_n \\ \lambda_n \\ \mathbf{y}''_n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}_n \\ \Delta \mathbf{y}'_n \\ \Delta \lambda_n \\ \Delta \mathbf{y}''_n \end{bmatrix} \quad (4.4b)$$

nas quais,  $n$  corresponde ao número de iterações e a matriz jacobiana parametrizada  $\mathcal{J}_p$  é definida como segue:

$$\mathcal{J}_p := \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}} & \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{y}'} & \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \lambda} & \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{y}''} \\ \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}} & \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{y}'} & \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \lambda} & \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{y}''} \end{bmatrix} \quad (4.5a)$$

$$\mathbf{y}' = \left[ \boldsymbol{\theta}^T \quad V_1 \quad V_2 \quad \cdots \quad V_{pil-1} \right]^T \quad (4.5b)$$

$$\mathbf{y}'' = \left[ V_{pil+1} \quad V_{pil+2} \quad \cdots \quad V_m \right]^T \quad (4.5c)$$

sendo que em (4.5b) e (4.5c) o sobrescrito  $T$  indica o operador *transposto*.

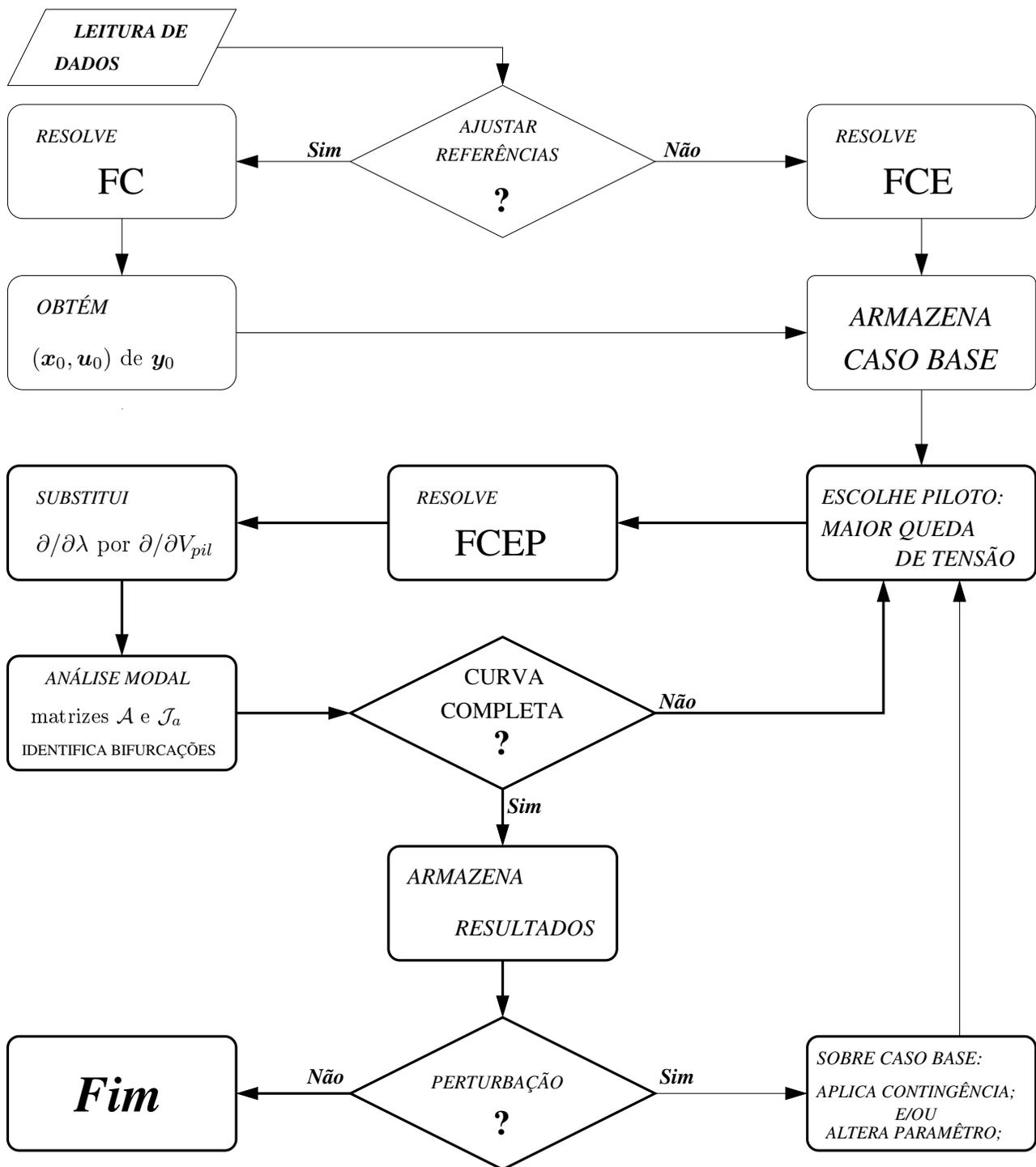


Figura 4.3: Plataforma unificada para estudos da estabilidade.

Finalmente, a Figura 4.3 apresenta um panorama geral da plataforma proposta neste trabalho para a avaliação da estabilidade de sistemas elétricos de potência. Através desta, podem

ser calculadas as margens de segurança quanto a critérios de estabilidade, conforme definidas nesta seção. Além disso, até mesmo por sua simplicidade, o método mostra-se bastante didático, no sentido de fornecer uma visão global do comportamento do sistema em função da variação de qualquer parâmetro, como será discutido na Seção 4.3 “Simulações e Resultados”.

Particularmente, a metodologia proporciona verificar a efetividade de controladores projetados para o amortecimento de oscilações, bem como de dispositivos de compensação incluídos para o reforço da rede. Com tal compreensão das características dos dispositivos dinâmicos em regime permanente permite-se, inclusive, identificar quais seriam as situações em que os mesmos necessitariam receber uma modelagem detalhada, ou quando modelos simplificados não trariam prejuízos significativos para os resultados.

Ressalta-se ainda, que no Capítulo 5, são conduzidos estudos para identificação de áreas/barras críticas a partir de fatores de participação e sensibilidades obtidos pela análise modal aplicada as jacobianas do fluxo de carga expandido. Assim, encerram-se dois importantes requisitos para auxiliar no aumento da segurança dos pontos de operação: a identificação das margens de estabilidade e a indicação das possíveis medidas de reforço.

## 4.3 Simulações e Resultados

### 4.3.1 Margens de Segurança

Foram considerados quatro diferentes cenários para avaliação das cinco margens de segurança definidas na seção anterior: margem de amortecimento, margem de estabilidade oscilatória, margem de estabilidade monotônica, margem de máximo carregamento e margem de limites de tensão.

O sistema teste de duas áreas, segundo a modelagem descrita na Seção 3.3, foi utilizado em todos os estudos deste capítulo. Os cenários corresponderam ao sistema operando com ou sem UPFC, considerando este último equipado ou não com o controlador POD. Foi ainda testado o efeito de uma contingência sobre as referidas margens.

Os resultados das simulações com a indicação das margens relacionadas a estabilidade estão apresentados nas Figura 4.4 à Figura 4.7. Nestas, com exceção da Figura 4.6, os marcadores

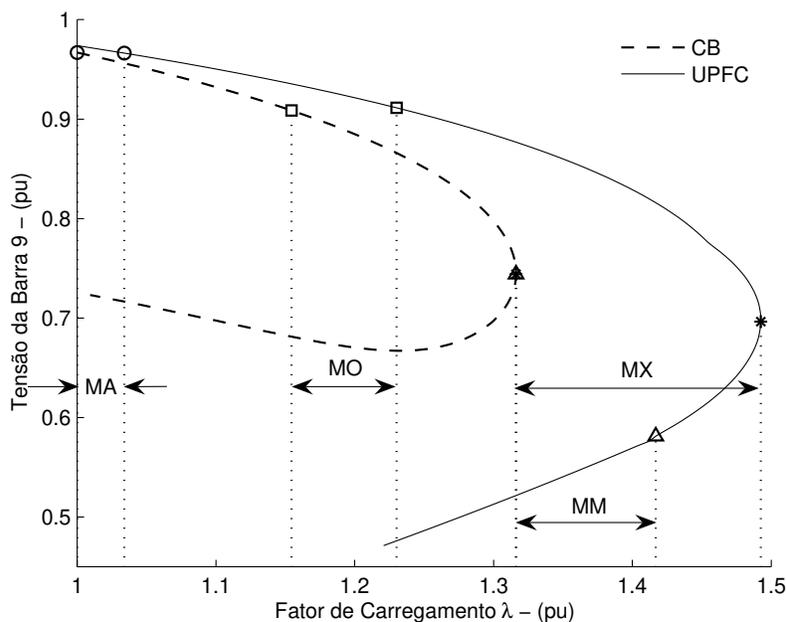


Figura 4.4: Variação das margens de estabilidade com a inclusão do UPFC.

tipo círculo indicam os carregamentos a partir dos quais há algum modo eletromecânico com taxa de amortecimento menor que 3%; os quadrados indicam os pontos onde há bifurcações de *Hopf* (instabilidade oscilatória); os triângulos marcam os pontos onde um autovalor real cruza o eixo real (bifurcação *sela-nó* originada pela singularidade da matriz  $\mathcal{J}_a$ ; instabilidade monotônica); e, os asteriscos indicam os pontos de máximo carregamento. A menor distância de cada um desses pontos para o carregamento do caso base ( $\lambda = 1$ ) é aqui adotada como a margem de estabilidade do sistema. No entanto, ressalta-se que as indicações MA, MO, MX e MM nas figuras não se referem propriamente as margens, mas sim a variação que cada uma delas sofre com as alterações no cenário de operação.

Na Figura 4.4 pode ser visto que o sistema sem UPFC possui margem de estabilidade nula por baixa taxa de amortecimento (no caso base existe um par de autovalores complexo-conjugados com amortecimento menor que 3%). Com a inclusão do UPFC, percebe-se uma melhora significativa na margem de estabilidade de tensão, tanto por uma considerável expansão do ponto de máximo carregamento, quanto pelo deslocamento da bifurcação sela-nó para a parte

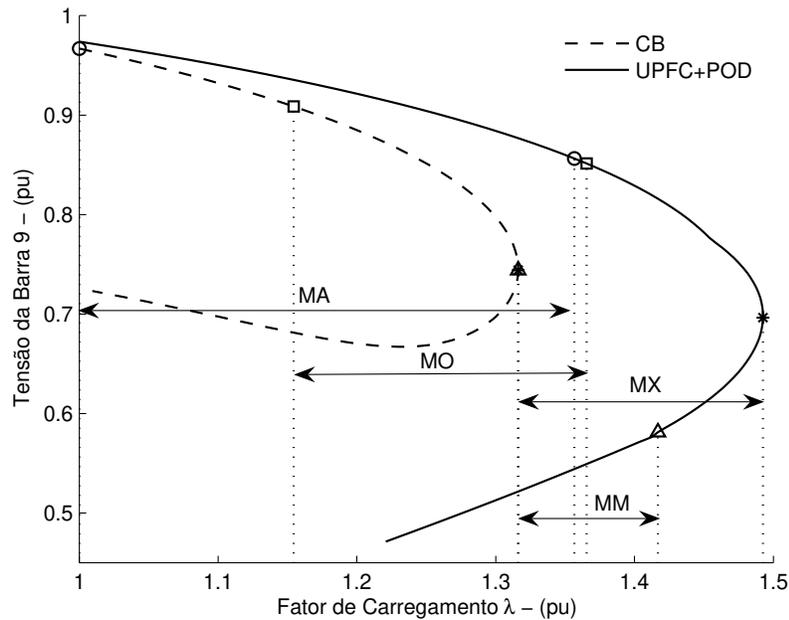


Figura 4.5: Variação das margens de estabilidade com a introdução do sinal de controle do POD.

inferior da curva PV<sup>7</sup>. Entretanto, o ganho em termos de amortecimento é ainda insignificante. Note ainda que para o sistema sem UPFC a bifurcação sela-nó coincide com o ponto de máximo carregamento, como esperado, visto que as cargas são modeladas como potência constante (Cañizares 1995).

Comparando a Figura 4.4 com a Figura 4.5, nota-se que a inclusão do controlador POD não interfere no traçado da curva PV, pois este equipamento é projetado para atuar apenas durante transitórios. Da mesma forma, os pontos de máximo carregamento e da bifurcação sela-nó permanecem inalterados, visto que são fortemente ligados às equações algébricas que descrevem a topologia da rede. Por outro lado, sua interação com a dinâmica do sistema torna o UPFC muito mais eficiente, proporcionando ganhos elevados nas margens de amortecimento e oscilatória.

Apesar do POD ter sido projetado considerando o carregamento do caso base, este mostra-se capaz de manter a taxa de amortecimento do modo eletromecânico interárea em torno de 15%, mesmo para carregamentos bastante próximos do ponto onde ocorre a bifurcação de *Hopf*,

<sup>7</sup> Apesar das cargas terem sido modeladas como potência constante, o deslocamento da bifurcação sela-nó para a parte inferior da curva PV se deve ao elemento em derivação do UPFC, que é modelado como uma fonte de corrente.

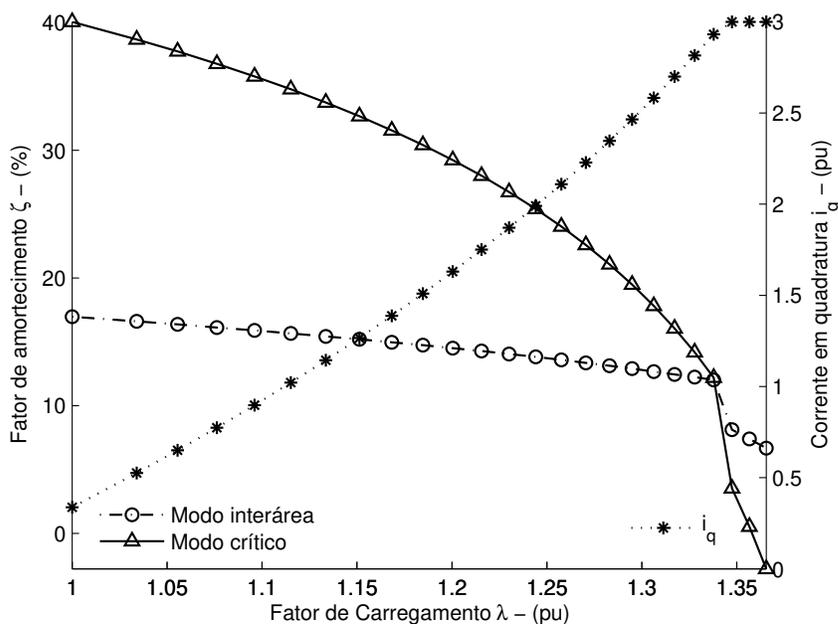


Figura 4.6: Fator de amortecimento e corrente em derivação ( $i_q$ ) do UPFC.

como mostra a Figura 4.6. É interessante salientar que o modo interárea também deixa de ser o modo crítico, pois a instabilidade oscilatória seria agora ocasionada por um novo par de autovalores complexo-conjugados que cruzam o eixo real (no caso referentes a um modo de oscilação local). A Figura 4.6 mostra, ainda, que há uma pequena “antecipação” da bifurcação de *Hopf* em decorrência da corrente em derivação  $i_q$  do UPFC ter alcançado seu limite, como pode ser visto pelas descontinuidades nas curvas, seguidas de um maior decaimento das taxas de amortecimento.

O POD atua sobre a componente em fase da tensão série,  $v_p$ , que é gerada através de trocas de potência ativa entre os elementos em série e em derivação do UPFC, de tal forma que, durante transitórios, quando um dos elementos está injetando potência ativa no sistema, o outro a está absorvendo em igual quantidade, garantindo que a troca total de potência ativa entre o UPFC e o sistema seja nula. Entretanto, apesar de  $v_p$  ser independente da corrente em derivação  $i_q$ , quando esta última atinge seu limite, o UPFC perde sua capacidade de regular a tensão da barra, restringindo o suporte de potência reativa ao sistema, o que justifica a queda brusca da taxa de amortecimento mostrada na Figura 4.6.

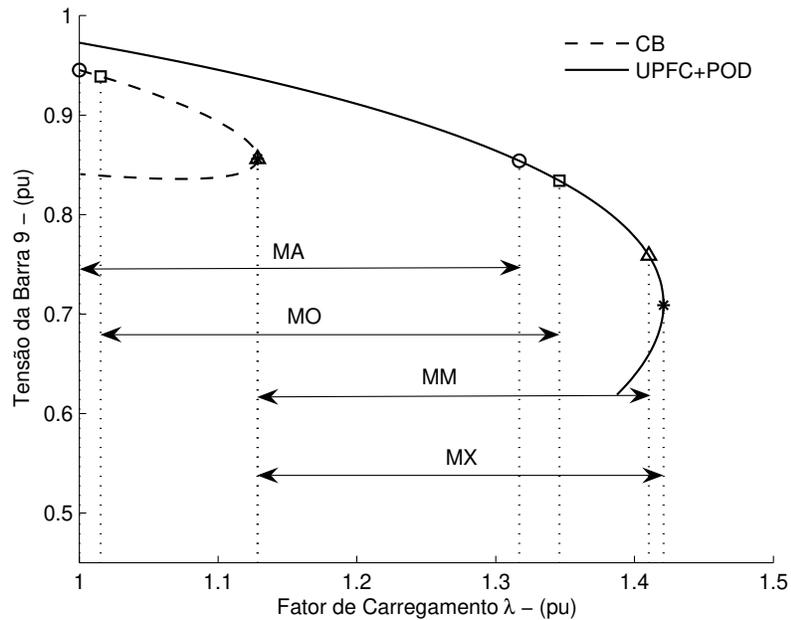


Figura 4.7: Impacto de contingência da linha 10 sobre as margens de estabilidade.

A Figura 4.7 torna mais evidente o benefício que a inclusão do UPFC e seu controlador POD pode trazer ao sistema. A contingência na linha 10 faz a curva PV do sistema sem UPFC encolher drasticamente, tornando bastante restrita a região onde há pontos de equilíbrio factíveis. Por outro lado, para as mesmas condições de contingência, o sistema equipado com UPFC e POD não só permaneceria estável como suportaria um aumento da carga total do sistema maior do que 30%. Uma observação interessante é que a alteração na topologia da rede provocada pela ausência de uma linha faz com que a bifurcação sela-nó ocorra antes do ponto de máximo carregamento, na parte superior da curva PV, no caso do sistema com UPFC.

Quanto à margem de limite de tensão, esta é apresentada separadamente na Figura 4.8. A apresentação em separado teve por objetivo tornar a leitura das figuras mais clara. Assim, optou-se por analisar as margens de segurança pelas categorias: limites de estabilidade e limites operacionais. Os limites de tensão (assim como os limites térmicos) foram enquadrados como operacionais pois estes podem causar danos e/ou o desgaste prematuro de equipamentos e cargas, mas não necessariamente causariam desligamentos parciais ou o colapso do sistema.

Na Figura 4.8 apresentam-se as curvas PV das barras com menor tensão para o sistema

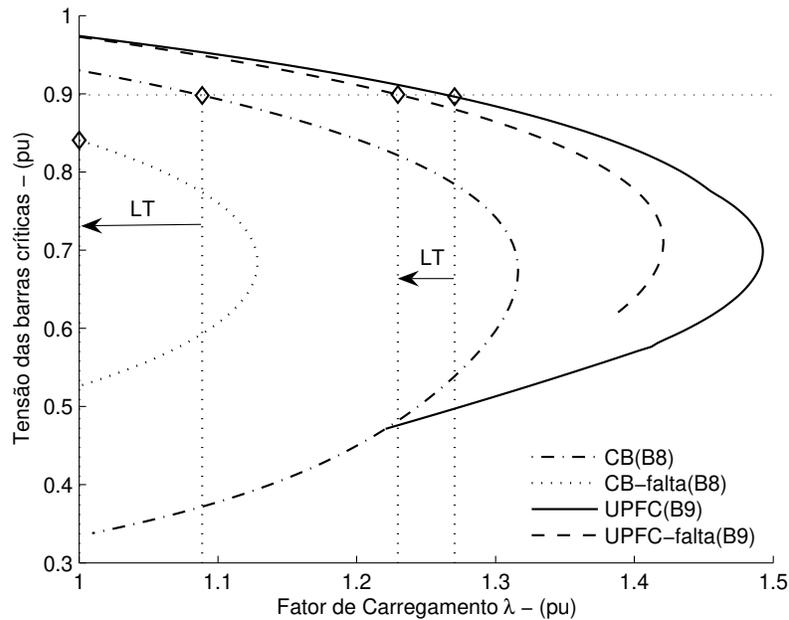


Figura 4.8: Pontos nos quais ocorre violação do limite de tensão mínimo (LT).

operando sem e com UPFC e POD. Nela pode ser vista a redução da margem de limite de tensão em decorrência da contingência na linha 10. Comparando esta com a Figura 4.7 conclui-se que com a contingência o sistema sem UPFC teria margem nula por problemas de amortecimento e baixa tensão, enquanto com UPFC e POD o sistema teria uma margem de aproximadamente  $0,23pu$ , limitada por baixa tensão.

### 4.3.2 Estudos Adicionais

Embora o objetivo central deste capítulo seja a apresentação da metodologia unificada para estudos da estabilidade de sistemas elétricos de potência, visando a definição de margens, foram realizadas simulações adicionais para mostrar que a ferramenta também pode ser explorada sob outros aspectos, favorecendo um entendimento global do comportamento dos sistemas.

Os testes consistiram em avaliar os efeitos da variação do ganho do regulador de tensão sobre a estabilidade de ângulo do sistema, sob os pontos de vista de grandes e de pequenas perturbações, considerando o UPFC equipado ou não com o controlador POD.

As Figuras 4.9 e 4.10 mostram as curvas  $P\theta$  dos ramos que conectam os geradores 3 e 4 à

rede, respectivamente. Nota-se que o aumento do ganho do regulador de tensão proporciona uma melhoria qualitativa na estabilidade transitória do sistema, conforme previsto na literatura (De Mello & Concordia 1969, Da Costa 1981, Da Costa 1992, Kundur 1994, Sauer & Pai 1998). Diz-se qualitativa, pois o aumento da área das curvas  $P\theta$  mostra que as máquinas síncronas teriam maiores chances de absorver a energia cinética adquirida em caso de faltas no sistema, conseqüentemente aumentando a probabilidade dos rotores das mesmas de desacelerar e retornar a velocidade síncrona.

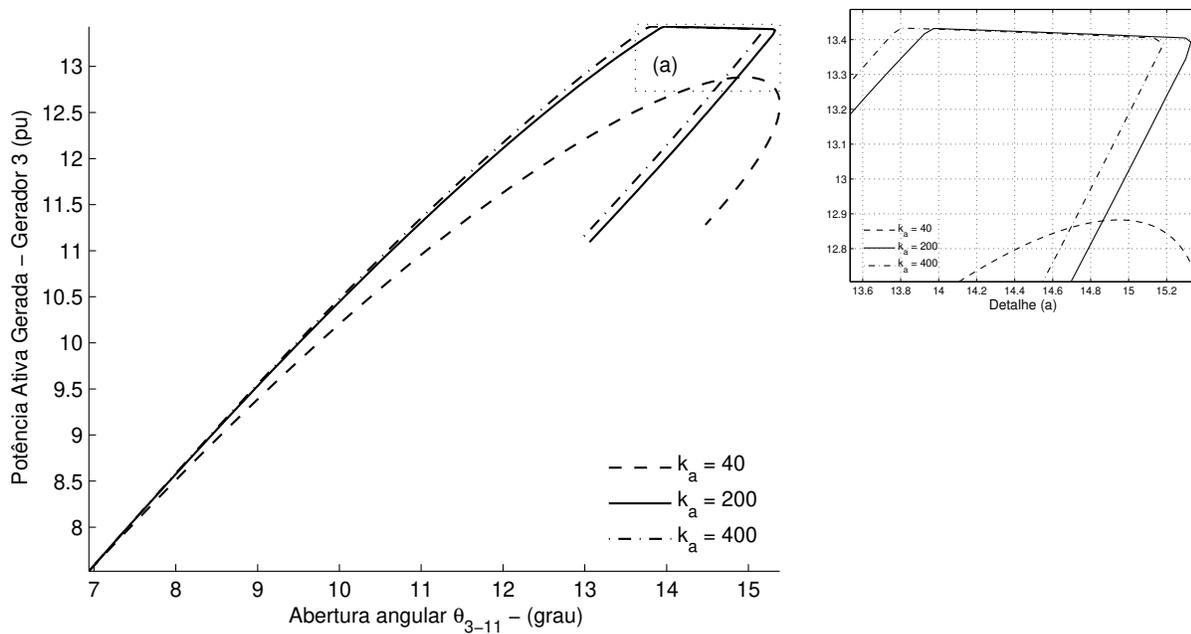


Figura 4.9: Efeito da variação de  $k_a$  sobre a curva  $P\theta$ : no detalhe potência ativa gerada restringida pelo limite de potência mecânica da turbina.

Portanto, com o aumento das curvas  $P\theta$  pode-se apenas concluir que o sistema se tornou mais estável quanto à estabilidade transitória, contudo sem conseguir quantificar este ganho a ponto de definir margens de estabilidade transitória, por exemplo. Isso porque em se tratando de grandes perturbações, a avaliação da estabilidade do sistema depende de uma série de fatores, como:

- o tipo de falta (curto-circuito, perdas de grandes blocos de carga, etc);
- a localização em que ocorre a falta/perturbação;

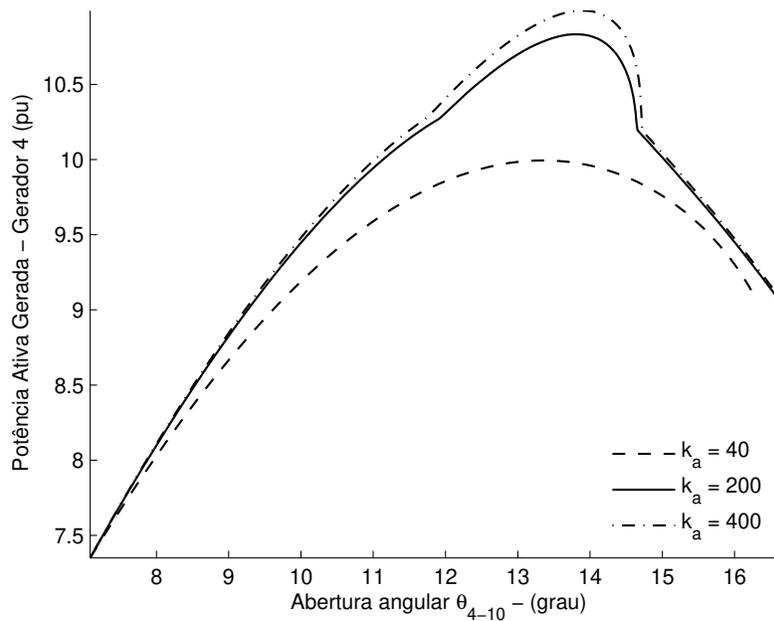


Figura 4.10: Efeito da variação de  $k_a$  sobre a curva  $P\theta$ .

- o tempo que a proteção leva para eliminar a falta (duração da falta);
- se a eliminação da falta provoca alteração na topologia da rede, e;
- o tempo necessário para o restabelecimento da topologia pré-falta.

Tamanho grau de especificidade das análises de grandes perturbações faz com que ainda seja um grande desafio o desenvolvimento de metodologias capazes de quantificar margens de estabilidade transitória para os sistemas, sob um ponto de vista global.

Mas independentemente da existência de informações quantitativas, ainda há características interessantes a serem discutidas quanto as curvas  $P\theta$ . Note, por exemplo, que devido à restrição de geração da máquina 3, causada pelo limite de potência mecânica da turbina (Figura 4.9), o gerador 4 é obrigado a assumir mais carga para compensar o aumento no carregamento do sistema (Figura 4.10).

Além disso, merece destaque especial o detalhe (a) da Figura 4.9. Nele, permite-se observar que quando a geração de potência ativa é limitada pela máquina motriz e não propriamente pelo gerador, a potência ativa de saída da máquina síncrona não tem um perfil plano, mas sim

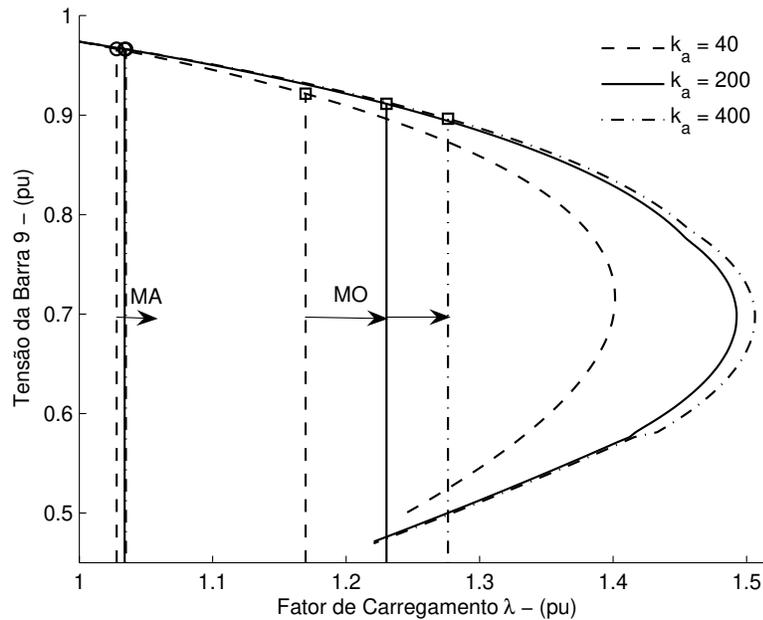


Figura 4.11: Sistema sem POD: efeito de  $k_a$  sobre as margens de estabilidade.

de queda. Isso se deve ao fato da máquina não ter como compensar suas perdas internas de potência ativa, que crescem juntamente com a potência reativa gerada, devido ao permanente aumento do carregamento. Tal comportamento dificilmente seria representado por um método da continuação baseado apenas nas equações de fluxo de carga convencional e, muito embora a ausência de sua modelagem provavelmente não implique em erros significativos, haveria prejuízos em termos da análise qualitativa dos resultados.

Voltando à análise dos efeitos da variação do ganho dos reguladores de tensão, a Figura 4.11 mostra algo que aparenta ser um contra senso, pois desde o trabalho pioneiro de De Mello & Concordia (1969), diversos autores vêm afirmando que o aumento do ganho dos reguladores é um dos grandes responsáveis pela redução do amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência (Da Costa 1992, Kundur 1994, Sauer & Pai 1998), enquanto na referida figura nota-se justamente o contrário: tanto a bifurcação de *Hopf*, quanto a margem de amortecimento são deslocadas para a direita<sup>8</sup>.

No entanto, quando são testados os mesmos valores de ganho para o sistema com o controla-

<sup>8</sup>No caso do amortecimento o ganho pode ser considerado insignificante mas, de qualquer forma, ele não é diminuído, como sugere a literatura.

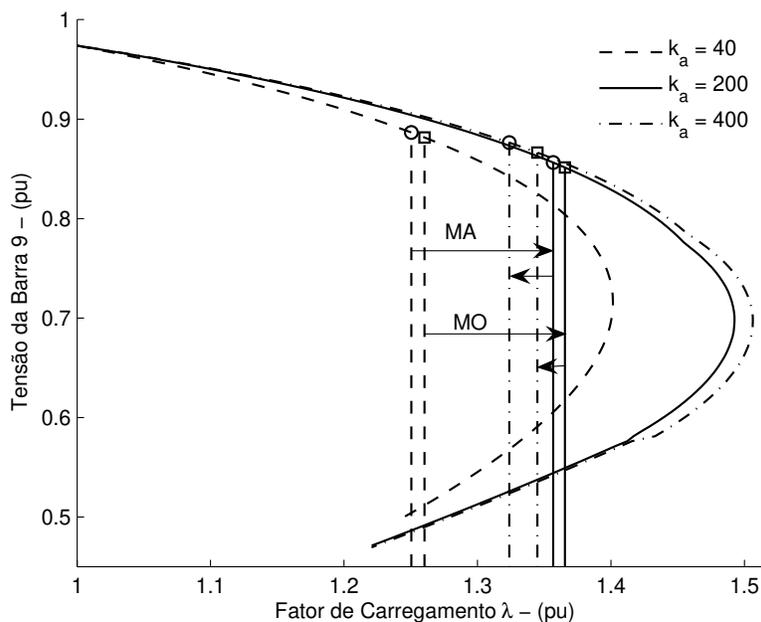


Figura 4.12: Sistema com POD: efeito de  $k_a$  sobre as margens de estabilidade.

dor POD, os resultados são justamente os esperados, como mostram as Figuras 4.12 e 4.13: as margens que inicialmente aumentam, passam a decrescer para o maior valor de ganho testado.

Uma interpretação para o comportamento discrepante entre os resultados do sistema com e sem POD e, principalmente, para o aumento do amortecimento no caso sem POD, pode ser feita a partir do tipo de modo de oscilação em questão.

Para o sistema sem POD, o autovalor crítico desse sistema corresponde a um modo de oscilação interárea. Entretanto, os estudos que mostram o efeito negativo do aumento do ganho do regulador de tensão sobre o amortecimento basearam-se em sistemas *máquina-barramento infinito*, portanto, referiam-se a modos de oscilação local. Por outro lado, quando há a inclusão do POD, o autovalor crítico passa a ser referente a um modo local, conforme discussão da Figura 4.6.

Assim, pode-se concluir que não existe contraponto com aquilo que descreve a literatura, pois os resultados quando o problema refere-se a um modo de oscilação local correspondem ao esperado (De Mello & Concordia 1969, Da Costa 1992, Deckmann & Da Costa 1994, Kundur 1994, Sauer & Pai 1998). Já quanto ao caso de problemas por oscilações interárea, talvez

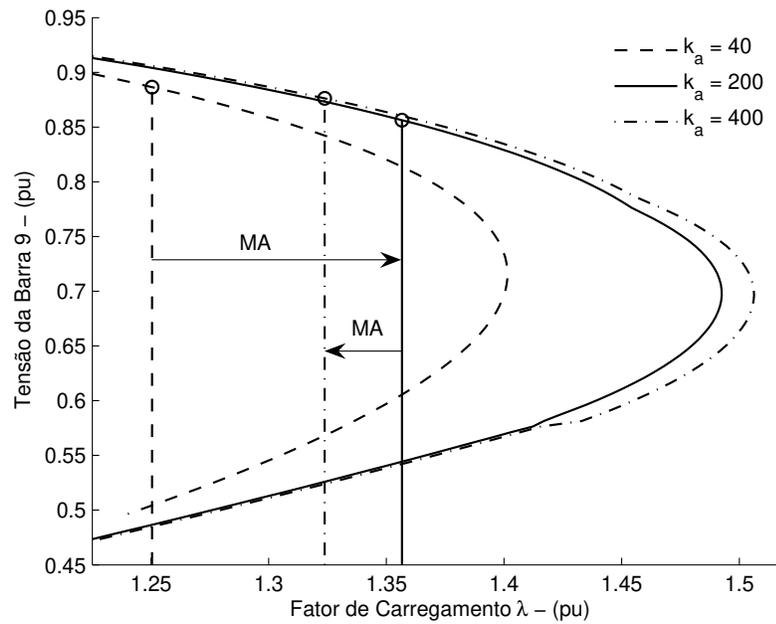


Figura 4.13: Sistema com POD: variação da margem de amortecimento em detalhe.

estes sejam os primeiros resultados relatados, sendo que eles permitem afirmar, pelo menos, que os ganhos elevados dos reguladores de tensão não afetam tão significativamente os modos interárea, como acontece com os modos locais.

# Capítulo 5

## Perspectivas de Expansão da Análise

### Modal Estática

#### 5.1 Introdução

NESTE trabalho tem-se mostrado que a plataforma proposta permite inferir sobre aspectos da estabilidade de ângulo e de tensão de sistemas elétricos de potência, além de fornecer pontos de equilíbrio mais precisos que os obtidos pela metodologia convencional.

Ambos problemas de estabilidade podem ser divididos, basicamente, nas categorias de pequenas e grandes perturbações (Kundur 1994, Sauer & Pai 1998), sendo que a primeira é plenamente coberta pela metodologia, enquanto a segunda, apesar de não haver acesso a trajetória completa das variáveis em relação ao tempo, pode ser avaliada em termos qualitativos pela expansão/redução da região composta por pontos de equilíbrio estáveis (como ilustrado pelas curvas PV e  $P\theta$  na Seção 4.3)<sup>1</sup>.

Com o objetivo de tornar a capacidade de análise da ferramenta ainda mais abrangente, neste capítulo são conduzidos estudos visando avaliar a possibilidade de identificação de barras críticas, cujas deficiências mais afetem a estabilidade do sistema, através das principais jacobianas do fluxo de carga expandido, na tentativa de subsidiar a tomada de decisões quanto às

---

<sup>1</sup>A existência de pontos de equilíbrio estáveis (sob o ponto de vista de pequenas perturbações - ou *localmente estáveis*) não garante que o sistema seja capaz de convergir dinamicamente para os mesmos após uma grande perturbação. Em outras palavras, um ponto de equilíbrio pós-perturbação localmente estável não é condição suficiente para afirmar que o sistema é estável para a perturbação em questão, mas é condição necessária.

medidas de reforço à rede.

## 5.2 Fatores de Participação e Sensibilidades

A capacidade de identificar os modos críticos do sistema, bem como indicar quais fatores mais contribuem para os mesmos, faz das análises modal e de sensibilidades ferramentas bastante atraentes e, embora baseiem-se em linearizações das equações que modelam o comportamento dinâmico dos sistemas elétricos, estas análises são ainda vastamente utilizadas.

Não obstante, dada a importância das informações que podem ser obtidas através das mesmas, vários trabalhos têm proposto a aplicação de transformações de coordenadas (através do Método da Forma Normal) para os casos em que o sistema opera em regiões de alto grau de não-linearidade, como forma de manter válidas as técnicas de análise modal, aplicando-as ao sistema no novo eixo de coordenadas (Amano et al. 2006, Liu et al. 2006, Kshatriya et al. 2005, Sanchez-Gasca et al. 2005, Domingues 2005, Domingues et al. 2004a, Domingues et al. 2004b).

Da mesma forma, há ainda diversos autores buscando solucionar problemas relacionados a estabilidade através da análise modal, propondo metodologias de estudo baseadas nas mais variadas abordagens (Wen & Ajarapu 2006, Capitanescu & Cutsem 2005, Cañizares et al. 2004, Ruiz-Vega et al. 2004, Chung et al. 2004, Makarov, Dong & Hill 1998, Makarov, Popovic & Hill 1998, Makarov et al. 1996, Martins et al. 1992).

Assim, nas seções seguintes será brevemente descrita a metodologia da análise modal e, posteriormente, a análise modal estática, conceitualmente derivada da primeira e o principal objeto de estudo deste capítulo. A análise modal é apresentada apenas para facilitar o entendimento dos conceitos que foram incorporados na análise modal estática.

### 5.2.1 Análise Modal

O comportamento dinâmico de um sistema elétrico pode ser descrito pelas equações que compõem o conjunto (2.1). Este conjunto de equações é aqui reescrito em conformidade com a sua apresentação mais comum na literatura, que supõe a equação (2.1c) substituída em (2.1a),

resultando em:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\lambda}, \mathbf{u}) \quad (5.1a)$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\lambda}, \mathbf{u}) \quad (5.1b)$$

$$\mathbf{w} = \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\lambda}, \mathbf{u}) \quad (5.1c)$$

cujas variáveis e funções foram definidas na seção 2.2.

Os estudos de estabilidade a pequenas perturbações são realizados considerando a linearização de (5.1) em torno de um dado ponto de equilíbrio  $(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0, \mathbf{u}_0)$  para valores conhecidos do parâmetro  $(\boldsymbol{\lambda})$ , no qual  $[\mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0, \boldsymbol{\lambda}, \mathbf{u}_0)^T \mathbf{g}(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0, \boldsymbol{\lambda}, \mathbf{u}_0)^T]^T = \mathbf{0}$  (ou seja,  $\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{0}$ ), podendo ser assim representada:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{J}_1 \Delta \mathbf{x} + \mathbf{J}_2 \Delta \mathbf{y} + \mathbf{B}_1 \Delta \mathbf{u} \quad (5.2a)$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{J}_3 \Delta \mathbf{x} + \mathbf{J}_4 \Delta \mathbf{y} + \mathbf{B}_2 \Delta \mathbf{u} \quad (5.2b)$$

$$\Delta \mathbf{w} = \mathbf{J}_5 \Delta \mathbf{x} + \mathbf{J}_6 \Delta \mathbf{y} + \mathbf{B}_3 \Delta \mathbf{u} \quad (5.2c)$$

na quais  $\Delta$  representa uma pequena perturbação nas variáveis, e as derivadas parciais:

$$\begin{aligned} \mathbf{J}_1 &= \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}}, & \mathbf{J}_2 &= \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{y}}, & \mathbf{B}_1 &= \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{u}} \\ \mathbf{J}_3 &= \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}}, & \mathbf{J}_4 &= \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{y}}, & \mathbf{B}_2 &= \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{u}} \\ \mathbf{J}_5 &= \frac{\partial \mathbf{w}}{\partial \mathbf{x}}, & \mathbf{J}_6 &= \frac{\partial \mathbf{w}}{\partial \mathbf{y}}, & \mathbf{B}_3 &= \frac{\partial \mathbf{w}}{\partial \mathbf{u}} \end{aligned}$$

são calculadas em  $(\mathbf{x}_0, \mathbf{y}_0, \boldsymbol{\lambda}, \mathbf{u}_0)$ , sendo que o conjunto de equações lineares (5.2) é válido somente na vizinhança desse ponto de equilíbrio.

Assumindo que  $\mathbf{J}_4$  é não singular, o que ocorre em condições normais de operação, o vetor de variáveis algébricas pode ser eliminado, de forma que o conjunto de equações (5.2) pode ser

escrito na forma de espaço de estados:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{\mathbf{x}} &= (\mathbf{J}_1 - \mathbf{J}_2 \mathbf{J}_4^{-1} \mathbf{J}_3) \Delta \mathbf{x} + (\mathbf{B}_1 - \mathbf{J}_2 \mathbf{J}_4^{-1} \mathbf{B}_2) \Delta \mathbf{u} = \\ &= \mathcal{A} \Delta \mathbf{x} + \mathcal{B} \Delta \mathbf{u}\end{aligned}\quad (5.4a)$$

$$\begin{aligned}\Delta \mathbf{w} &= (\mathbf{J}_5 - \mathbf{J}_6 \mathbf{J}_4^{-1} \mathbf{J}_3) \Delta \mathbf{x} + (\mathbf{B}_3 - \mathbf{J}_6 \mathbf{J}_4^{-1} \mathbf{B}_2) \Delta \mathbf{u} = \\ &= \mathcal{C} \Delta \mathbf{x} + \mathcal{D} \Delta \mathbf{u}\end{aligned}\quad (5.4b)$$

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

A essência da análise modal reside na determinação da estrutura modal da matriz  $\mathcal{A}$ , isto é, no cálculo dos seus autovalores e autovetores associados, os quais caracterizam a estabilidade local de um determinado ponto de operação do sistema. E, desde que o sistema possa ser representado por (5.4), as técnicas de álgebra e controle linear podem ser aplicadas nos problemas de análise da estabilidade e síntese de controladores.

### Autovalores

Os autovalores da matriz  $\mathcal{A}$  são dados pelos valores do parâmetro escalar  $\nu$ , considerando que existem soluções não triviais para a seguinte equação (ou seja, soluções diferentes de  $\nu = 0$ ):

$$\mathcal{A}\phi = \nu\phi \quad (5.5)$$

em que  $\mathcal{A}$  é um matriz  $n \times n$  (real para sistemas físicos tal como um sistema de potência), e  $\phi$  é um vetor  $n \times 1$ .

Para encontrar os autovalores, (5.5) pode ser escrita na forma

$$(\mathcal{A} - \nu \mathbf{I}) \phi = 0 \quad (5.6)$$

na qual,  $\mathbf{I}$  é uma matriz identidade  $n \times n$ ; e a solução não trivial de (5.6) corresponde a

$$\det(\mathcal{A} - \nu \mathbf{I}) = 0 \quad (5.7)$$

A expansão do determinante (5.7) corresponde a equação característica do sistema linearizado no domínio da frequência (Kundur 1994), cujas  $n$  soluções  $\nu = \nu_1, \nu_2, \dots, \nu_n$  são os autovalores da matriz  $\mathcal{A}$ . Esses autovalores podem ser reais ou complexos. Se  $\mathcal{A}$  for real, autovalores complexos ocorrem sempre em pares conjugados.

A característica de dependência no tempo de um modo correspondente a um autovalor  $\nu_i$  é dada por  $e^{\nu_i t}$ . Portanto, a estabilidade do sistema é determinada pelos autovalores da seguinte forma:

- 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. A parte real componente desses autovalores fornece o amortecimento, enquanto a parte imaginária fornece a frequência de oscilação. Se a parte real for negativa as oscilações são amortecidas, caso contrário (parte real positiva), as oscilações tem amplitude crescente, caracterizando uma instabilidade oscilatória.

Assim, para um par de autovalores complexo-conjugados<sup>2</sup>,  $\nu = \alpha \pm j\beta$ , a frequência natural de oscilação do modo  $e^{\nu_i t}$  em Hz é dada por:

$$f = \frac{\beta}{2\pi} \quad (5.8)$$

e a taxa de amortecimento:

$$\zeta = -\frac{\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + \beta^2}} \quad (5.9)$$

como já apresentada pela equação (4.1).

Note que a avaliação da estabilidade se dá a partir da análise dos modos da matriz  $\mathcal{A}$ , cuja construção depende apenas das submatrizes jacobianas  $J_1$ ,  $J_2$ ,  $J_3$  e  $J_4$ , todas elas obtidas diretamente dos estados convergidos do fluxo de carga expandido. Já as demais, são matrizes utilizadas para estudos complementares, ou mais específicos, como o projeto de controladores,

---

<sup>2</sup>Ver nota 4, Capítulo 4, página 68.

podendo ser calculadas quando a análise pretendida assim o requerer.

### Autovetores e Fatores de Participação

Se os autovalores permitem avaliar a estabilidade do sistema, os autovetores associados aos mesmos permitem definir o grau de participação de uma determinada variável sobre um determinado modo, através do cálculo dos fatores de participação.

De forma generalizada, a equação (5.5) pode ser reescrita das seguintes formas:

$$\mathcal{A}\Phi = \Phi\Lambda \quad (5.10a)$$

$$\Psi\mathcal{A} = \Lambda\Psi \quad (5.10b)$$

nas quais as matrizes  $\Lambda$ ,  $\Phi$  e  $\Psi$  são conhecidas como as *matrizes modais* de  $\mathcal{A}$ .

Para a solução não trivial de ambas as equações,  $\Lambda$  é uma matriz diagonal composta dos autovalores  $\nu_1, \nu_2, \dots, \nu_n$ , enquanto  $\Phi$  e  $\Psi$  são conhecidas como as matrizes dos autovetores direito e esquerdo de  $\mathcal{A}$ , respectivamente, com a seguinte composição:

$$\Phi = \begin{bmatrix} \phi_1 & \phi_2 & \dots & \phi_n \end{bmatrix} \quad (5.11a)$$

$$\Psi = \begin{bmatrix} \psi_1^T & \psi_2^T & \dots & \psi_n^T \end{bmatrix}^T \quad (5.11b)$$

cujos elementos são os autovetores correspondentes a cada autovalor de  $\Lambda$ .

De posse de (5.11), podem-se calcular os fatores de participação, que são definidos como o produto, elemento por elemento, dos autovetores direito e esquerdo correspondentes, ou seja, os fatores de participação referentes a um dado modo  $i$ , será:

$$\mathbf{p}_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i}\psi_{i1} \\ \phi_{2i}\psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni}\psi_{in} \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

É interessante ressaltar que os fatores de participação obedecem a mesma ordenação das

variáveis de estado, de forma que conhecendo a posição ocupada pelos fatores de participação de maior valor, torna-se possível identificar as variáveis de estado que mais afetam o modo em questão.

### 5.2.2 Análise Modal Estática

A análise modal estática é assim chamada por basear-se na matriz jacobiana do fluxo de carga.

Embora seja evidente que apenas sistemas dinâmicos possam experimentar instabilidade, essa ferramenta tem suporte em características particulares do fenômeno de estabilidade de tensão, cuja resposta geralmente lenta e cujo forte vínculo com o suporte de potência reativa do sistema, permitem aproximações para seu estudo apenas a partir das equações algébricas que modelam a rede.

O método foi inicialmente proposto por Gao (1992) e, desde então, tem sido explorado por diversos pesquisadores (Huang et al. 2003, Aik & Andersson 1998, Mansour et al. 1994), tendo recebido grande contribuição de Da Silva (2001), que expandiu a análise permitindo a definição de fatores de participação para os geradores e para as cargas, do ponto de vista das variações de potência ativa e reativa (Affonso et al. 2004, Silva et al. 2002, Menezes et al. 2003, Kopcak 2003, Kopcak et al. 2003).

Considerando apenas as variáveis algébricas  $\mathbf{y} = [\boldsymbol{\theta}^T \mathbf{V}^T]^T$ , a equação (5.1b) pode ser linearizada em torno de um ponto de equilíbrio:

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\theta} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q\theta} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

na qual:

$\Delta \mathbf{P}$  é a variação incremental de potência ativa;

$\Delta \mathbf{Q}$  é a variação incremental de potência reativa;

$\Delta \boldsymbol{\theta}$  é a variação incremental do ângulo da tensão nodal;

$\Delta \mathbf{V}$  é a variação incremental da magnitude da tensão nodal;

E os elementos da matriz Jacobiana representam as sensibilidades entre as variações das

injeções de potência e as variações das tensões nas barras do sistema, conforme equação (2.21e).

De (5.13) tem-se que:

$$\Delta \mathbf{P} = \mathbf{J}_{P\theta} \Delta \boldsymbol{\theta} + \mathbf{J}_{PV} \Delta \mathbf{V} \quad (5.14a)$$

$$\Delta \mathbf{Q} = \mathbf{J}_{Q\theta} \Delta \boldsymbol{\theta} + \mathbf{J}_{QV} \Delta \mathbf{V} \quad (5.14b)$$

Supondo que num dado ponto de operação as variações de potência ativa são nulas ( $\Delta \mathbf{P} = 0$ ), as equações (5.14) podem ser reescritas, e a estabilidade de tensão pode ser avaliada apenas considerando a relação entre a tensão e a potência reativa, como mostram as equações:

$$\Delta \mathbf{Q} = \mathbf{J}_R \Delta \mathbf{V} \quad (5.15)$$

ou,

$$\Delta \mathbf{V} = \mathbf{J}_R^{-1} \Delta \mathbf{Q} \quad (5.16)$$

nas quais  $\mathbf{J}_R$  é a matriz reduzida reativa, dada por  $\mathbf{J}_R = [\mathbf{J}_{QV} - \mathbf{J}_{Q\theta} \mathbf{J}_{P\theta}^{-1} \mathbf{J}_{PV}]$ , de forma que  $\mathbf{J}_R^{-1}$  representa as sensibilidades  $V-Q$  do sistema, ou seja, possui as informações de como a tensão varia em função de variações da potência reativa (Kundur 1994).

Assim a estabilidade do sistema pode ser analisada através do sinal das sensibilidades de todas as barras do sistema. Quando a sensibilidade  $V-Q$  é positiva significa que a tensão vai aumentar quando houver uma injeção de potência reativa em uma dada barra. E o sistema é considerado estável se todas as sensibilidades  $V-Q$  do sistema forem positivas. Quanto menor a sensibilidade mais estável é o sistema, por outro lado ela se torna infinita no limite de estabilidade de tensão, para o qual a matriz  $\mathbf{J}_R$  é singular (Da Silva 2001, Kundur 1994, Gao 1992).

Apesar de podermos avaliar a estabilidade de tensão determinando as sensibilidades  $V-Q$  em todas as barras, os estudos foram gradativamente migrando para o método da análise modal estática, pois julgava-se que as sensibilidades nada informavam sobre o impacto das barras sobre a estabilidade do sistema como um todo. Dessa forma, acredita-se que a contribuição da

análise modal estática está em superar essa suposta<sup>3</sup> deficiência da análise de sensibilidades, ao exibir o grau de participação de cada barra sobre a estabilidade de tensão do sistema.

A análise modal estática consiste na determinação dos autovalores e autovetores esquerdos e direitos associados a matriz jacobiana reduzida, sendo definida em termos das tensões *modais*. Dessa forma, para o  $i$ -ésimo modo tem-se:

$$\Delta v_i = \frac{1}{\nu_i} \Delta q_i \quad (5.17)$$

na qual  $\Delta v$  representa a tensão modal,  $\Delta q$  corresponde a potência reativa modal e  $\nu$  é o autovalor que relaciona as duas grandezas.

Cada tensão modal é uma combinação linear das tensões de todas as barras e, similarmente, a potência modal é uma combinação das injeções de potência reativa nas barras.

A equação (5.17) permite fazer a seguinte análise:

- se  $\nu = 0$ , qualquer variação na potência reativa levaria o sistema ao colapso de tensão;
- se  $\nu > 0$ , as variações de  $\Delta v$  e  $\Delta q$  ocorrem no mesmo sentido, então o sistema é estável;
- se  $\nu < 0$ , as variações de  $\Delta v$  e  $\Delta q$  ocorrem em sentido oposto, então o sistema é instável;

Além de permitir avaliar a estabilidade de um determinado ponto de operação, pelo cálculo dos autovetores direitos e esquerdos da matriz jacobiana reduzida, podem ser definidos fatores de participação capazes de identificar as barras críticas do sistema do ponto de vista de estabilidade de tensão.

Assim, o fator de participação reativo da barra  $j$  no modo  $i$  é dado por:

$$FPR_{ji} = \phi_{ji} \psi_{ij} \quad (5.18)$$

Note que esses fatores de participação avaliam a participação das variações apenas das injeções de potência reativa para as barras de carga (barras PQ). No entanto, Da Silva (2001) propôs a expansão da metodologia sob o ponto de vista das contribuições das variações de

---

<sup>3</sup>Diz-se suposta pois há estudos sinalizando que as sensibilidades possuem a mesma informação modal dos fatores de participação (Da Silva n.d.), podendo ser inclusive mais precisas, como mostrado por Bedoya (2007), sendo que os resultados deste capítulo também sinalizam na mesma direção.

potência ativa, o que permitiu a definição de fatores de participação ativos para barras de carga (PQ) e barras de geração (PV).

Em (5.14), considerando agora as variações de potência reativa nulas,  $\Delta Q = 0$ , pode-se escrever:

$$\Delta \mathbf{P} = \mathbf{J}_{RP\theta} \Delta \boldsymbol{\theta} \quad (5.19)$$

De forma que para um dado modo de  $\mathbf{J}_{RP\theta}$ , os fatores de participação ativo seriam dados por:

$$FPA_{ji} = \phi_{ji} \psi_{ij} \quad (5.20)$$

Entretanto, em (Da Silva 2001) também é mostrado que não há necessidade de calcular as matrizes reduzidas  $\mathbf{J}_R$  e  $\mathbf{J}_{RP\theta}$ , pois a matriz jacobiana do fluxo de carga possui a mesma informação modal que suas matrizes reduzidas. Assim, para um dado autovalor da jacobiana do fluxo de carga, pode ser definido o seguinte vetor de fatores de participação:

$$FP_i = \begin{bmatrix} FPA_i \\ FPR_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} FPA_i^{PV} \\ FPA_i^{PQ} \end{bmatrix} \\ FPR_i^{PQ} \end{bmatrix} \quad (5.21)$$

no qual são disponibilizados os fatores de participação ativo (FPA) para as barras PV e PQ, e os fatores de participação reativos (FPR) para as barras PQ.

Note que mesmo representando um grande avanço em relação a proposta inicial de Gao et al. (1992), essa expansão ainda não fornece fatores de participação reativos para as barras PV, bem como não há quaisquer dos fatores de participação para a barra *Slack*, em função da eliminação das linhas e colunas correspondentes as sensibilidades dessas barras durante a construção da matriz jacobiana do fluxo de carga. Mais recentemente, Huang et al. (2003) propuseram uma nova extensão da análise modal estática, preenchendo essa lacuna de fatores de participação reativos para as barras PV, entretanto, sem fornecer quaisquer informações para a barra de referência.

Portanto, será avaliado neste capítulo a possibilidade de definição de fatores de participação sob ambos aspectos e para todas as barras do sistema, aplicando a análise modal estática as

matrizes  $\mathcal{J}_a$  e  $\mathcal{J}_{exp}$  do fluxo de carga expandido, visto que essas incluem os balanços de potência ativa e reativa de todas as barras do sistema.

Além disso, a informação modal dessas matrizes será comparada com a informação de suas sensibilidades, para um sistema fictício simples (desenhado para que sua topologia auxilie na interpretação dos resultados), como forma de avaliar a qualidade dessas informações.

Finalmente, desvios na margem de estabilidade de tensão (aqui referida simplesmente como margem monotônica) serão obtidos através de alterações em parâmetros relacionados aos despachos de potência ativa e reativa dos geradores para, por comparação com as indicações dos fatores de participação e sensibilidades, verificar se as barras apontadas como críticas de fato o são.

### 5.3 Simulações e Resultados

O sistema teste apresentado na Figura 5.1 foi conceitualmente baseado nos sistemas utilizados em outros trabalhos (Huang et al. 2003, Silva et al. 2002, Kopcak et al. 2002, Da Silva 2001), nos quais o uso de topologias simplistas facilitou a interpretação dos resultados.

Aqui o sistema consiste de três geradores que alimentam um centro de carga através de linhas com parâmetros elétricos distintos. No caso base, a potência ativa da carga é dividida em porções iguais entre os geradores, que também operam com tensões terminais iguais. As máquinas síncronas recebem o modelo de quarta ordem (Milano 2006) e são equipadas com o regulador de tensão *AVR tipo II* e o regulador de velocidade *TG tipo II*. Os dados dinâmicos são os mesmos para os três geradores e seus controles e encontram-se tabelados no Apêndice A.

Com geradores, reguladores, despachos de potência ativa e tensões terminais iguais, a única diferença estaria na topologia da rede, assim, pode-se supor que variações nos despachos da máquina conectada à barra 1 afetem mais significativamente a margem de estabilidade de tensão (em especial), do que quando as mesmas variações são aplicadas aos despachos da barra 3.

Os primeiros estudos conduzidos em termos das sensibilidades são apresentados pela Figura 5.2. Nela é mostrado o espectro das sensibilidades das matrizes  $\mathcal{J}_{exp}^{-1}$ ,  $\mathcal{J}_a^{-1}$  e  $\mathcal{A}^{-1}$  no caso

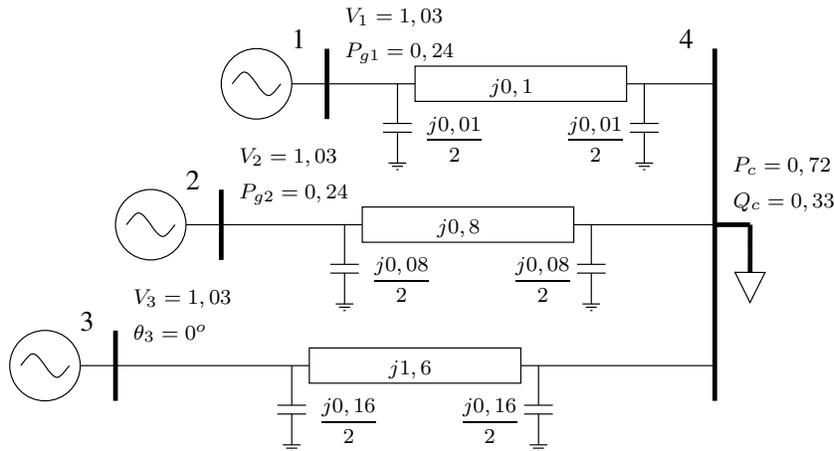


Figura 5.1: Sistema fictício de 4 barras (dados em pu).

base, sendo que a primeira foi desmembrada nas figuras 5.2(a) e (b) que correspondem, respectivamente, as sensibilidades relacionadas às variáveis diferenciais e às variáveis algébricas. Desta forma, pode-se notar que as sensibilidades de  $\mathcal{J}_{exp}$  contêm exatamente o mesmo perfil que aquele apresentado por suas submatrizes  $\mathcal{J}_a$  e  $\mathcal{A}$ .

No mesmo sentido, na Figura 5.3 têm-se a comparação entre os fatores de participação e as sensibilidades relacionados a matriz  $\mathcal{J}_a$ , para o caso base e no ponto da bifurcação sela-nó<sup>4</sup>. Os fatores de participação são os referentes ao autovalor crítico (aquele que se torna nulo quando  $\mathcal{J}_a$  é singular). Novamente percebe-se que tanto para o caso base, quanto para o ponto de máximo carregamento, as sensibilidades e fatores de participação apresentam a mesma informação modal. Essa é uma informação importante, que se for generalizada, pode resultar em enormes ganhos computacionais, visto que o custo de obtenção das sensibilidades é bem menor que o necessário para o cálculo dos fatores de participação, além de dispensar a identificação do autovalor crítico.

Ainda quanto a Figura 5.3, nota-se que a classificação das barras no caso base não mostra qualquer correlação com a topologia da rede. Por outro lado, quando calculadas as sensibilidades ou fatores de participação na região próxima ao ponto de colapso, tem-se exatamente o esperado quanto a parte ativa. Já para a parte reativa, nada se pode afirmar.

Independentemente disso, para verificar quais seriam as barras críticas, foram realizados

<sup>4</sup>Na verdade no ponto imediatamente após a bifurcação sela-nó.

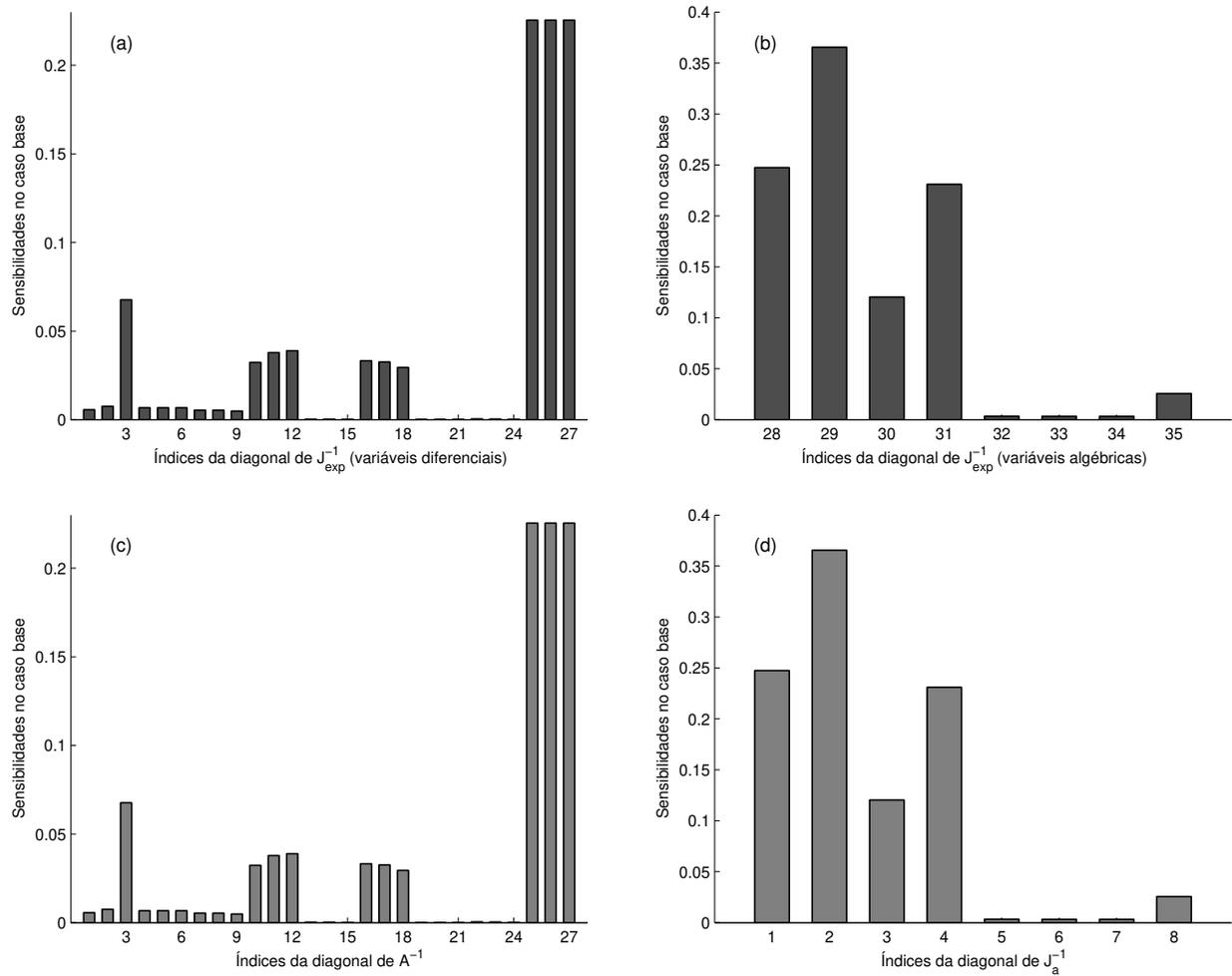


Figura 5.2: Sensibilidades obtidas de  $\mathcal{J}_{exp}$ ,  $\mathcal{A}$  e  $\mathcal{J}_a$  - Sistema de 4 barras.

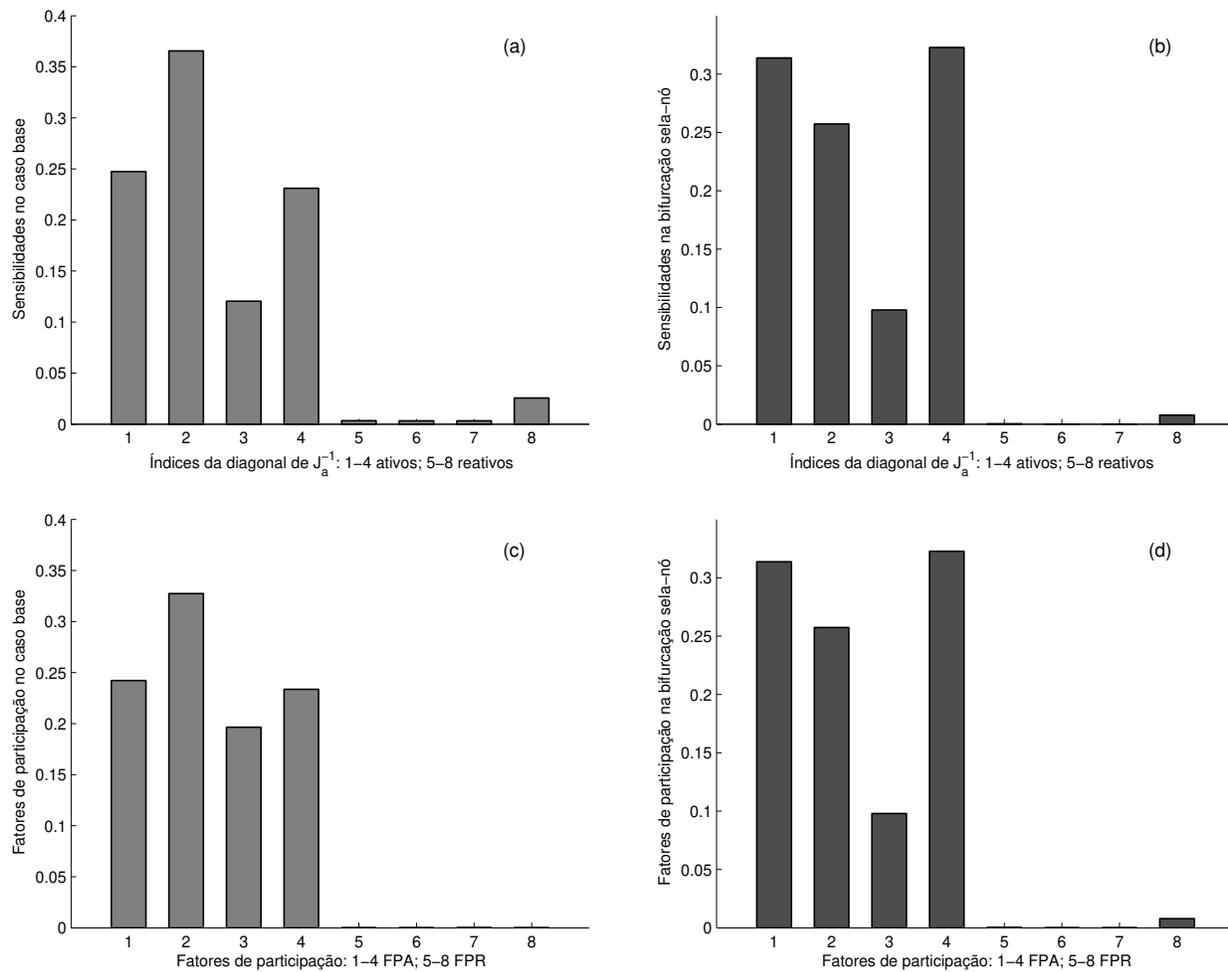


Figura 5.3: Sensibilidades e fatores de participação de  $\mathcal{J}_a$  - Sistema de 4 barras.

redespachos dos geradores em termos de potência ativa e reativa. No caso da primeira, cada um dos geradores assumiu parte da potência ativa dos demais e, no caso da segunda, aumentou-se a tensão de referência do regulador de tensão.

Os resultados desses testes são apresentados na Tabela 5.1, na qual encontram-se os detalhes das alterações aplicadas aos geradores, bem como seus efeitos sobre as quatro margens: margem de amortecimento (MA), margem oscilatória (MO), margem monotônica (MM) e margem de máximo carregamento (MX). Vale lembrar que o objetivo principal é a expansão da curva PV visando o aumento da margem de estabilidade de tensão (monotônica) e que as demais margens foram monitoradas apenas para verificar se há conflito de interesses, ou seja, se determinado redespacho pode trazer benefícios à estabilidade de tensão, mas prejudicar a estabilidade de ângulo, e vice-versa.

Para facilitar a visualização dos resultados, os ganhos em relação ao caso base na margem de máximo carregamento para o redespacho de potência ativa e o redespacho de potência reativa foram reproduzidos nas Figuras 5.4(a) e 5.4(b), respectivamente. Ainda, as sensibilidades relacionadas à potência ativa dos geradores e relacionadas à tensão de campo dos reguladores de tensão, ambas no ponto de bifurcação sela-nó são apresentadas nas Figuras 5.4(c) e 5.4(d), respectivamente.

Nota-se que há uma perfeita correlação entre o comportamento da margem de máximo carregamento<sup>5</sup> com as indicações das sensibilidades correspondentes para potência ativa (Figura 5.4(c)) e para a potência reativa (Figura(d)), mesmo essa última aparentando um contra senso em relação à topologia da rede.

Mas é importante ressaltar que Huang et al. (2003) obtiveram resultados semelhantes para uma rede com topologia equivalente a da Figura 5.1, não encontrando correlação entre os fatores de participação reativos e a configuração física do sistema, mas confirmando a indicação dos fatores de participação através de testes diretos sobre os geradores. Nesse sentido, a partir do trabalho de Menezes (2002) também se pode concluir que o comportamento da potência reativa é menos “intuitivo”, visto que os resultados obtidos por essa autora mostram que as melhores barras para aumento da geração de potência reativa são justamente aquelas indicadas pelos FPA

---

<sup>5</sup>O mesmo é verificado para a Margem Monotônica, apesar de não apresentada na Figura 5.4

Tabela 5.1: Redespacho de potência ativa dos geradores

Alteração	$P_{g1_0}$	$P_{g2_0}$	$P_{g3_0}$	$V_1$	$V_2$	$V_3$	MA	MO	MM	MX
	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>
Caso base	0,24	0,24	0,24	1,03	1,03	1,03	2,1641	2,2001	2,3342	2,3342
$\uparrow P_{g1} \downarrow P_{g2,3}$	0,32	0,20	0,20	-	-	-	2,3169	2,3169	2,4729	<b>2,4764</b>
$\uparrow P_{g2} \downarrow P_{g1,3}$	0,20	0,32	0,20	-	-	-	2,2723	2,3065	2,4528	2,4549
$\uparrow P_{g3} \downarrow P_{g1,2}$	0,20	0,20	0,32	-	-	-	1,9258	1,9258	2,0571	2,0594
$\uparrow V_1 \uparrow Q_{g1}$	-	-	-	1,05	-	-	2,2320	2,2320	2,3747	<b>2,3766</b>
$\uparrow V_2 \uparrow Q_{g2}$	-	-	-	-	1,05	-	2,1720	2,2083	2,3416	2,3416
$\uparrow V_3 \uparrow Q_{g3}$	-	-	-	-	-	1,05	2,2171	2,2171	2,3719	2,3719

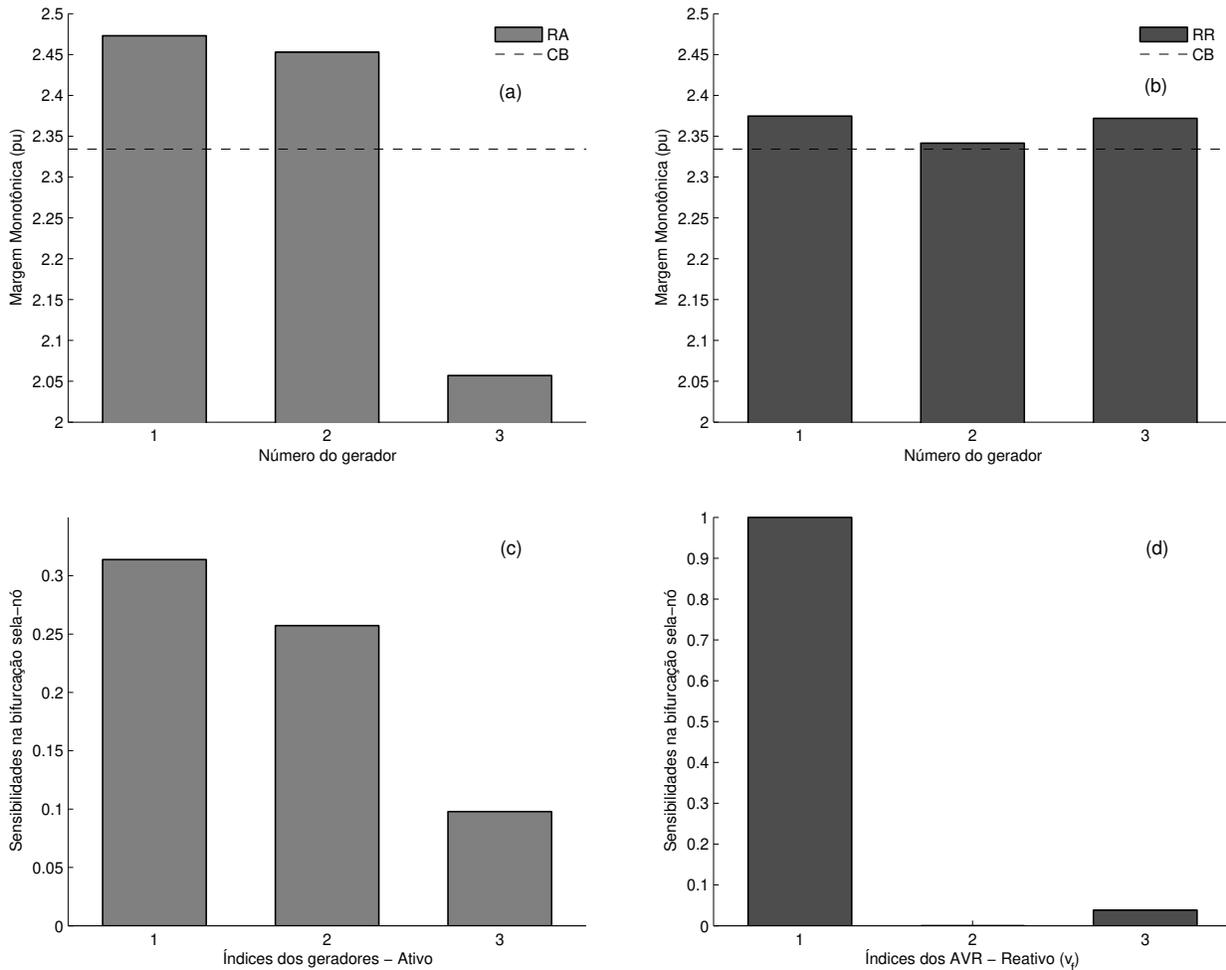


Figura 5.4: Comparação entre a variação na margem monotônica e as sensibilidades dos geradores - Sistema de 4 barras: CB - Caso Base; RA - Redespacho de potência ativa; RR - Redespacho de potência reativa.

como menos importantes do ponto de vista de potência ativa (Menezes et al. 2003, Affonso 2004, Affonso et al. 2004, Menezes et al. 2004).

Uma interpretação possível para essa disparidade entre a topologia da rede e os FPR está no fato de que apesar das tensões terminais dos geradores serem as mesmas, as potências reativas geradas são bastante distintas, portanto impedindo que a análise se baseie apenas na distância elétrica dos geradores para o centro de carga. Por outro lado, parece razoável esperar que a informação quanto ao redespacho de potência dos geradores não se dê mais em termos de “barras críticas”, mas em termos dos “controles críticos”, visto que alterações nas potências ativa e reativa não se darão atuando sobre as barras, mas sim nas referências e ganhos dos reguladores de tensão e de velocidade das máquinas síncronas.

Para complementar os estudos, também foi usado o sistema teste de 16 máquinas e 69 barras apresentado na Seção 3.2 do Capítulo 3.

A Figura 5.5 mostra que as sensibilidades contêm exatamente as mesmas informações, independentemente se obtidas através da matriz  $\mathcal{J}_{exp}$ , ou através de suas submatrizes  $\mathcal{A}$  e  $\mathcal{J}_a$ , assim como mostrado para o sistema de 4 barras. Tal característica pode poupar cálculos para a construção das submatrizes, contribuindo para a eficiência computacional do método.

Entretanto, diferentemente do comportamento observado para o sistema de 4 barras, nota-se na Figura 5.6 que os fatores de participação e as sensibilidades possuem a mesma informação modal apenas quando calculados no ponto de colapso.

Considerando que o objetivo está em definir fatores de participação para os geradores sob os pontos de vista das injeções de potência ativa e reativa, as sensibilidades correspondentes apenas aos geradores foram destacadas e desmembradas em ativas e reativas na Figura 5.7, as quais, a partir de agora serão referidas como FPA e FPR, respectivamente.

Para avaliar os geradores críticos diretamente, de forma a poder comparar os resultados com as indicações dos fatores de participação, foram realizados redespachos dos geradores em termos de potência ativa e reativa. Em ambos os casos foram testadas duas alternativas, uma alterando os valores de referência no caso base e outra alterando o ganho dos reguladores, conforme descritas abaixo:

- a) Alteração do despacho de potência ativa no caso base - neste caso, testou-se o aumento

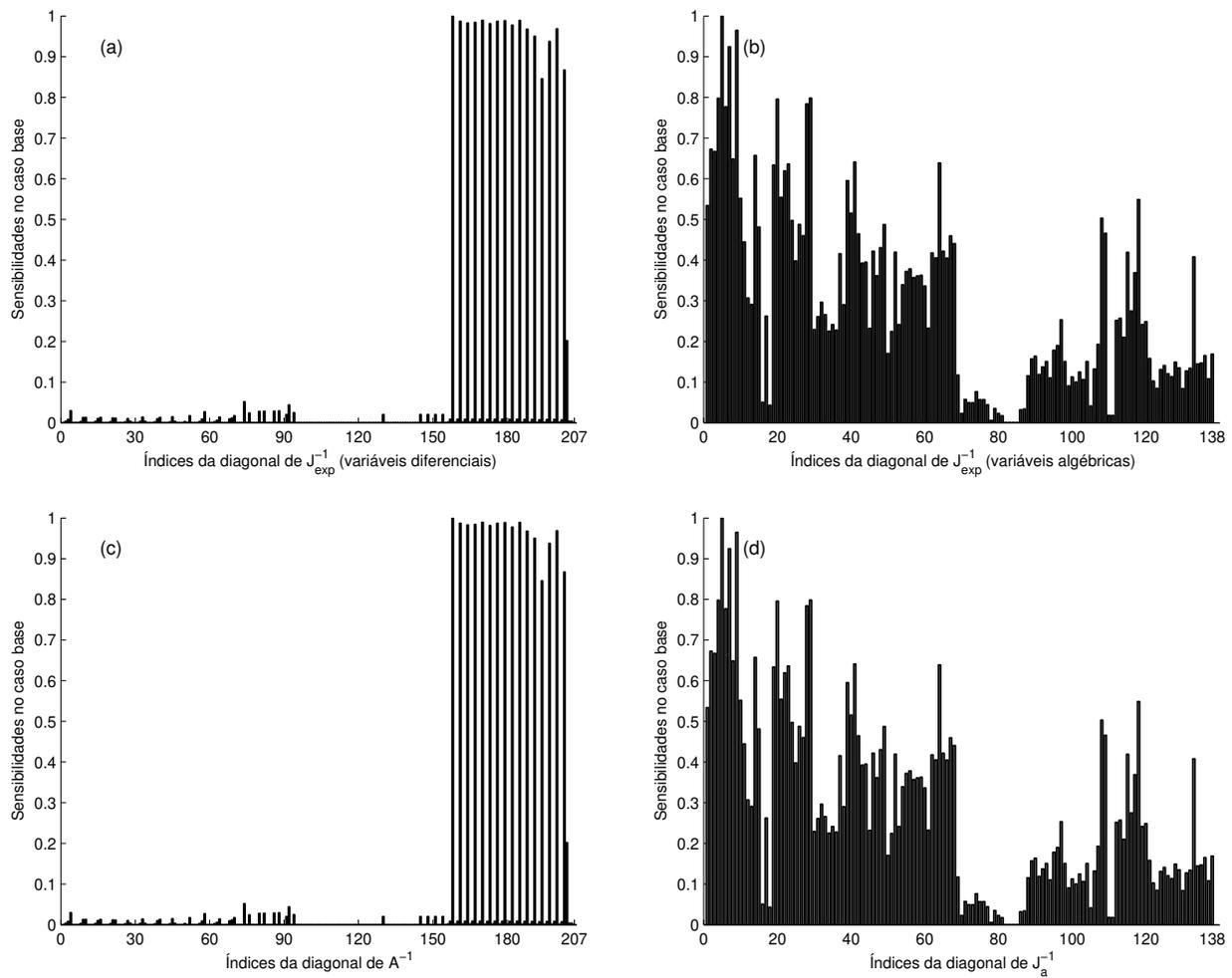
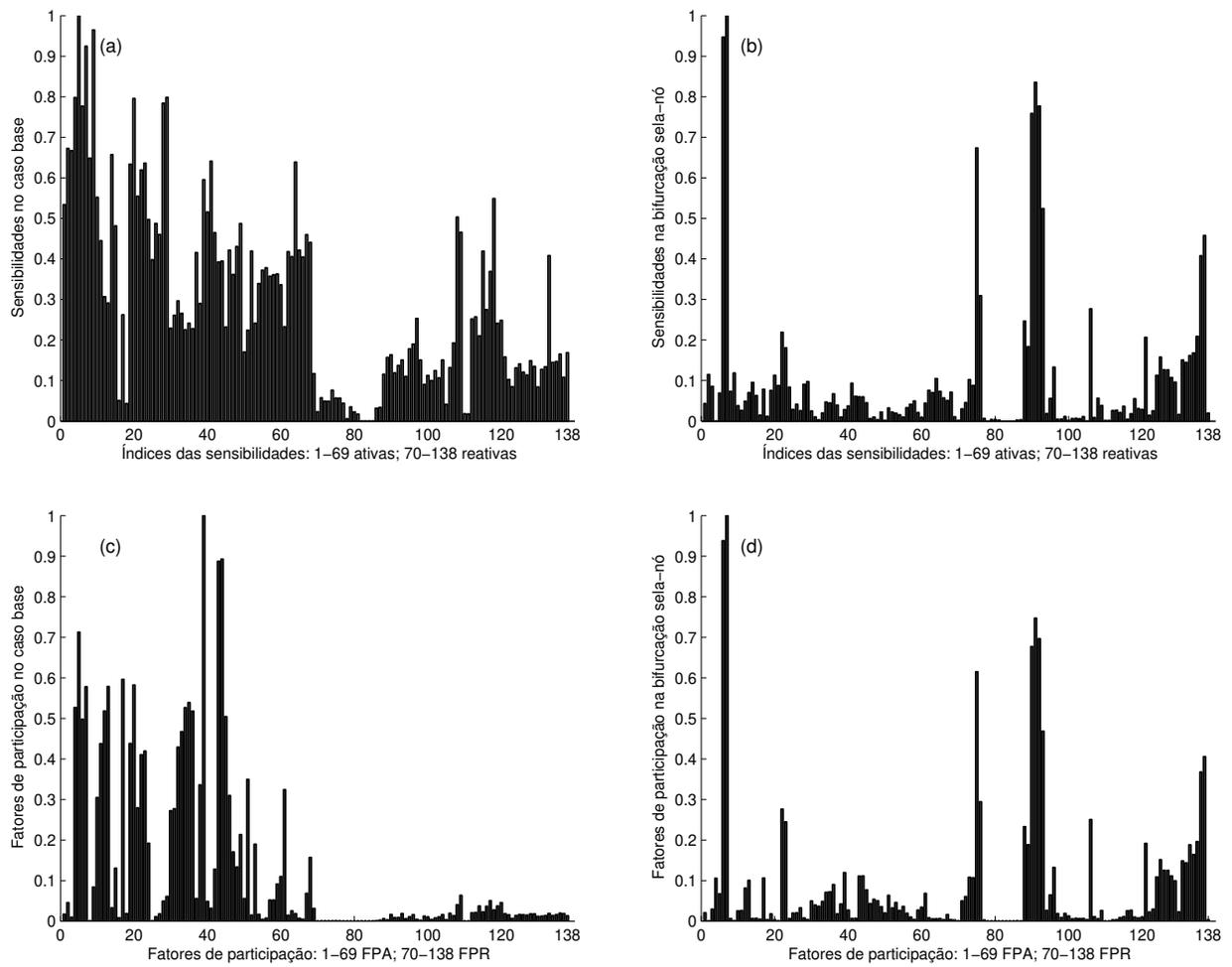


Figura 5.5: Sensibilidades obtidas de  $\mathcal{J}_{exp}$ ,  $\mathcal{A}$  e  $\mathcal{J}_a$  - Sistema de 69 barras.

Figura 5.6: Sensibilidades e fatores de participação de  $\mathcal{J}_a$ .

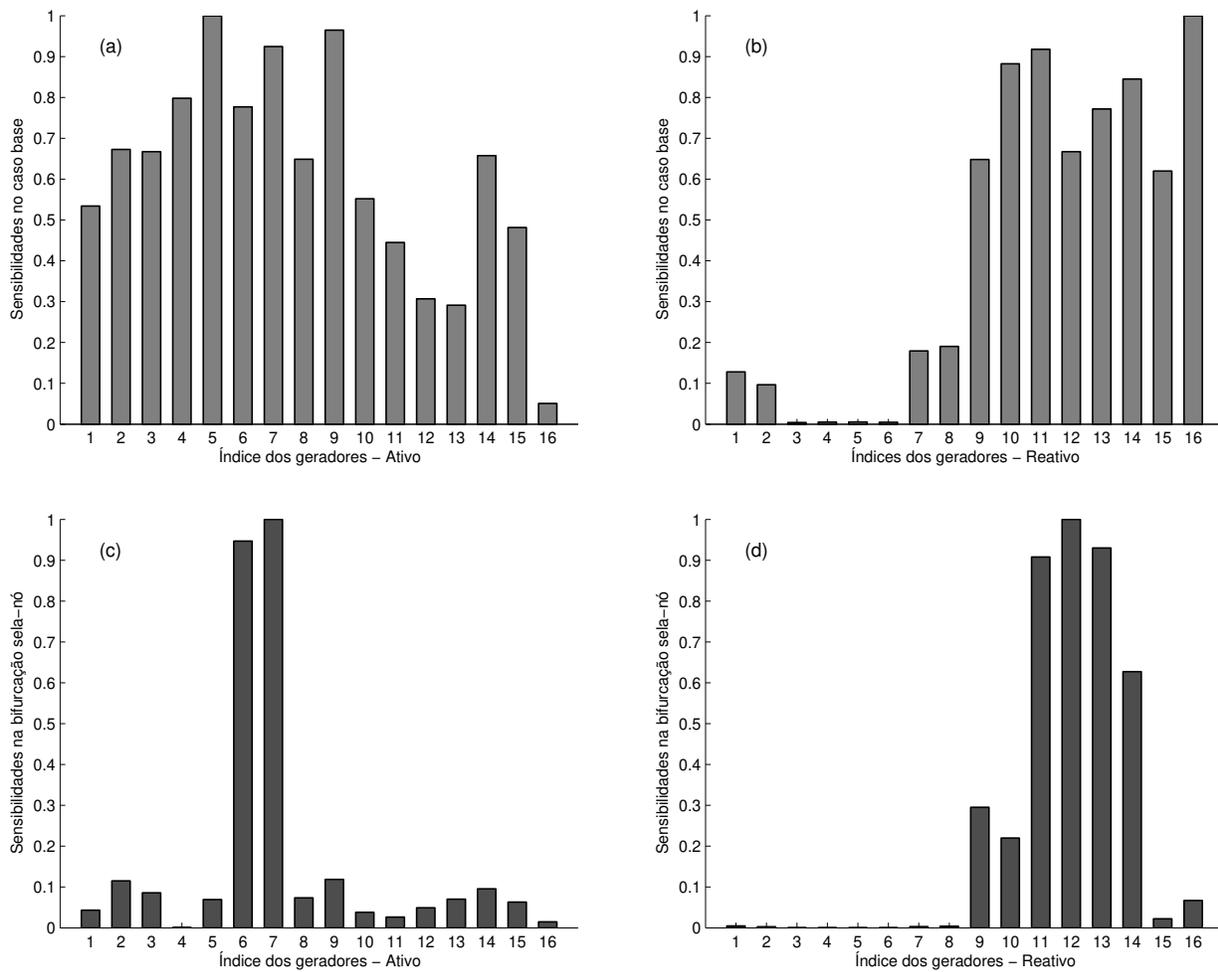


Figura 5.7: Sensibilidades das barras de geração - Sistema de 69 barras.

Tabela 5.2: Redespacho dos geradores por aumento da potência ativa especificada

Alteração	M. Amortecimento	M. Oscilatória	M. Monotônica	Máximo Carregamento
	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>
<b>Caso base</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,4821</b>	<b>1,5804</b>	<b>1,5804</b>
$\uparrow P_{0g1}$	1,0000	1,4859	1,5835	1,5835
$\uparrow P_{0g2}$	1,0000	1,4839	1,5767	1,5867
$\uparrow P_{0g3}$	1,0000	1,4838	1,5853	1,5853
$\uparrow P_{0g4}$	1,0000	1,4837	1,5734	1,5834
$\uparrow P_{0g5}$	1,0000	1,4834	1,5732	1,5832
$\uparrow P_{0g6}$	1,0000	1,4833	<b>1,5571</b>	<b>1,5590</b>
$\uparrow P_{0g7}$	1,0000	1,4837	1,5647	1,5648
$\uparrow P_{0g8}$	1,0000	1,4842	1,5821	1,5821
$\uparrow P_{0g9}$	1,0000	1,4846	1,5823	1,5823
$\uparrow P_{0g10}$	1,0000	1,4851	1,5838	1,5838
$\uparrow P_{0g11}$	1,0000	1,4846	1,5837	1,5837
$\uparrow P_{0g12}$	1,0000	1,4803	1,5806	1,5806
$\uparrow P_{0g13}$	1,0000	<b>1,4979</b>	<b>1,5870</b>	<b>1,5870</b>
$\uparrow P_{0g14}$	1,0000	1,4919	1,5808	1,5808
$\uparrow P_{0g15}$	1,0000	<b>1,4617</b>	1,5822	1,5822
$\uparrow P_{0g16}$	1,0000	1,4679	1,5824	1,5824

Tabela 5.3: Redespacho dos geradores por redução do estatismo (R)

Alteração	M. Amortecimento	M. Oscilatória	M. Monotônica	Máximo Carregamento
	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>
<b>Caso base</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,4821</b>	<b>1,5804</b>	<b>1,5804</b>
$\downarrow R_{g1} \uparrow P_{g1}$	1,0000	1,4835	1,5811	1,5811
$\downarrow R_{g2} \uparrow P_{g2}$	1,0000	1,4842	1,5787	1,5887
$\downarrow R_{g3} \uparrow P_{g3}$	1,0000	1,4844	1,5773	1,5773
$\downarrow R_{g4} \uparrow P_{g4}$	1,0000	1,4844	1,5760	1,5760
$\downarrow R_{g5} \uparrow P_{g5}$	1,0000	1,4838	1,5771	1,5771
$\downarrow R_{g6} \uparrow P_{g6}$	1,0000	1,4845	<b>1,5668</b>	<b>1,5668</b>
$\downarrow R_{g7} \uparrow P_{g7}$	1,0000	1,4842	1,5723	1,5723
$\downarrow R_{g8} \uparrow P_{g8}$	1,0000	1,4841	1,5809	1,5810
$\downarrow R_{g9} \uparrow P_{g9}$	1,0000	1,4856	1,5815	1,5815
$\downarrow R_{g10} \uparrow P_{g10}$	1,0000	1,4843	1,5818	1,5818
$\downarrow R_{g11} \uparrow P_{g11}$	1,0000	1,4860	1,5830	1,5830
$\downarrow R_{g12} \uparrow P_{g12}$	1,0000	1,4834	1,5804	1,5804
$\downarrow R_{g13} \uparrow P_{g13}$	1,0000	<b>1,5236</b>	<b>1,5969</b>	<b>1,5970</b>
$\downarrow R_{g14} \uparrow P_{g14}$	1,0000	1,4898	1,5804	1,5804
$\downarrow R_{g15} \uparrow P_{g15}$	1,0000	1,4704	1,5819	1,5819
$\downarrow R_{g16} \uparrow P_{g16}$	1,0000	<b>1,4509</b>	1,5839	1,5839

Tabela 5.4: Redespacho dos geradores por aumento da tensão especificada

Alteração	M. Amortecimento	M. Oscilatória	M. Monotônica	Máximo Carregamento
	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>
<b>Caso base</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,4821</b>	<b>1,5804</b>	<b>1,5804</b>
↑ $V_{g1}$ ↑ $Q_{g1}$	1,0000	1,4864	1,5865	1,5866
↑ $V_{g2}$ ↑ $Q_{g2}$	1,0000	1,4846	1,5857	1,5858
↑ $V_{g3}$ ↑ $Q_{g3}$	1,0000	1,4849	1,5874	1,5874
↑ $V_{g4}$ ↑ $Q_{g4}$	1,0000	1,4831	1,5843	1,5843
↑ $V_{g5}$ ↑ $Q_{g5}$	1,0000	<b>1,4824</b>	1,5818	1,5818
↑ $V_{g6}$ ↑ $Q_{g6}$	1,0000	1,4838	<b>1,5898</b>	<b>1,5907</b>
↑ $V_{g7}$ ↑ $Q_{g7}$	1,0000	1,4833	1,5876	1,5877
↑ $V_{g8}$ ↑ $Q_{g8}$	1,0000	1,4849	1,5844	1,5844
↑ $V_{g9}$ ↑ $Q_{g9}$	1,0000	1,4842	1,5847	1,5848
↑ $V_{g10}$ ↑ $Q_{g10}$	1,0000	1,4875	1,5833	1,5833
↑ $V_{g11}$ ↑ $Q_{g11}$	1,0000	1,5039	1,5839	1,5840
↑ $V_{g12}$ ↑ $Q_{g12}$	1,0000	1,5049	1,5850	1,5851
↑ $V_{g13}$ ↑ $Q_{g13}$	1,0000	1,4933	1,5862	1,5862
↑ $V_{g14}$ ↑ $Q_{g14}$	1,0000	1,5092	1,5822	1,5822
↑ $V_{g15}$ ↑ $Q_{g15}$	1,0000	1,4867	<b>1,5808</b>	<b>1,5808</b>
↑ $V_{g16}$ ↑ $Q_{g16}$	1,0000	<b>1,5292</b>	1,5837	1,5837

Tabela 5.5: Redespacho dos geradores por aumento do ganho do regulador de tensão

Alteração	M. Amortecimento	M. Oscilatória	M. Monotônica	Máximo Carregamento
	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>	<i>pu</i>
<b>Caso base</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,4821</b>	<b>1,5804</b>	<b>1,5804</b>
↑ $ka_{g1}$ ↑ $Q_{g1}$	1,0000	1,5098	1,5820	1,5820
↑ $ka_{g2}$ ↑ $Q_{g2}$	1,0000	1,4092	1,5923	1,5924
↑ $ka_{g3}$ ↑ $Q_{g3}$	1,0000	1,0484	1,5954	1,5954
↑ $ka_{g4}$ ↑ $Q_{g4}$	1,0000	1,4012	1,6007	1,6016
↑ $ka_{g5}$ ↑ $Q_{g5}$	1,0000	1,4046	1,5941	1,5948
↑ $ka_{g6}$ ↑ $Q_{g6}$	1,0000	1,1830	1,5978	1,5978
↑ $ka_{g7}$ ↑ $Q_{g7}$	1,0000	1,4530	<b>1,6081</b>	<b>1,6083</b>
↑ $ka_{g8}$ ↑ $Q_{g8}$	1,0000	1,4978	1,5843	1,5843
↑ $ka_{g9}$ ↑ $Q_{g9}$	1,0000	1,4823	1,5807	1,5808
↑ $ka_{g10}$ ↑ $Q_{g10}$	1,0000	<b>1,5129</b>	1,5817	1,5817
↑ $ka_{g11}$ ↑ $Q_{g11}$	1,0000	<b>1,0000</b>	1,5829	1,5830
↑ $ka_{g12}$ ↑ $Q_{g12}$	1,0000	1,5027	1,5832	1,5833
↑ $ka_{g13}$ ↑ $Q_{g13}$	1,0000	1,4824	<b>1,5806</b>	<b>1,5806</b>
↑ $ka_{g14}$ ↑ $Q_{g14}$	1,0000	1,4825	<b>1,5804</b>	<b>1,5805</b>
↑ $ka_{g15}$ ↑ $Q_{g15}$	1,0000	1,4821	<b>1,5804</b>	<b>1,5804</b>
↑ $ka_{g16}$ ↑ $Q_{g16}$	1,0000	1,4896	<b>1,5805</b>	<b>1,5805</b>

- da geração em cada um das barras em detrimento da redução da geração nas demais; cada gerador em teste teve sua potência ativa aumentada de  $0,65pu$  e, esse mesmo valor foi subtraído dos demais proporcionalmente as suas potências ativas no caso base;
- b) Alteração da direção dos incrementos de geração de potência ativa - neste caso, substituiu-se o estatismo do gerador em teste obedecendo a relação:  $R_{teste} = R_g/1,1$ ; de forma que durante o traçado da nova curva PV o gerador com estatismo alterado é forçado a assumir 10% mais carga do que no caso base;
  - c) Alteração do despacho de potência reativa no caso base - neste caso, testou-se um aumento de 5% da tensão terminal de cada um dos geradores em relação ao caso base<sup>6</sup>;
  - d) Alteração do ganho dos reguladores de tensão - neste caso, os geradores em teste, tiveram o ganho do regulador de tensão aumentado para 200, quando originalmente em 40 e, aumentado para 400, quando originalmente em 200.

Os resultados para os testes (a), (b), (c) e (d) estão listados nas Tabelas 5.2, 5.3, 5.4 e 5.5, respectivamente, nas quais são destacados em negrito os menores ganhos (ou mesmo ganhos negativos) e os maiores ganhos nas quatro diferente margens de estabilidade. Ressalta-se que o objetivo está em ampliar as margens relacionadas com a estabilidade de tensão (ou seja, aumentar a distância para os pontos onde ocorre a bifurcação sela-nó e/ou o máximo carregamento) e que as margens relacionadas a problemas de oscilações são apresentadas apenas para referência e também para mostrar que pode haver conflito entre os objetivos de maximização das mesmas, como pode ser observado especialmente na Tabela 5.5.

Para facilitar a comparação, os resultados referentes as variações na margem monotônica em detrimento de cada um dos testes também foram transformados em gráficos de barras e estão apresentados na Figura 5.8 juntamente com as sensibilidades obtidas da jacobiana algébrica  $\mathcal{J}_a$ . Pode-se notar, então, que não há qualquer relação entre as supostas barras críticas apontadas pelas sensibilidades com as barras realmente críticas, tanto do ponto de vista das variações de potência ativa, quanto das variações de potência reativa.

---

<sup>6</sup>Exceção aos geradores 4, 5, 6 e 7, cujos aumentos de tensão foram de apenas 2%, 1%, 4% e 3%, respectivamente. Para os dois primeiros a redução deveu-se a problemas de convergência quando usado tensões maiores e no caso dos dois últimos para evitar que as tensões extrapolassem 1,1pu.

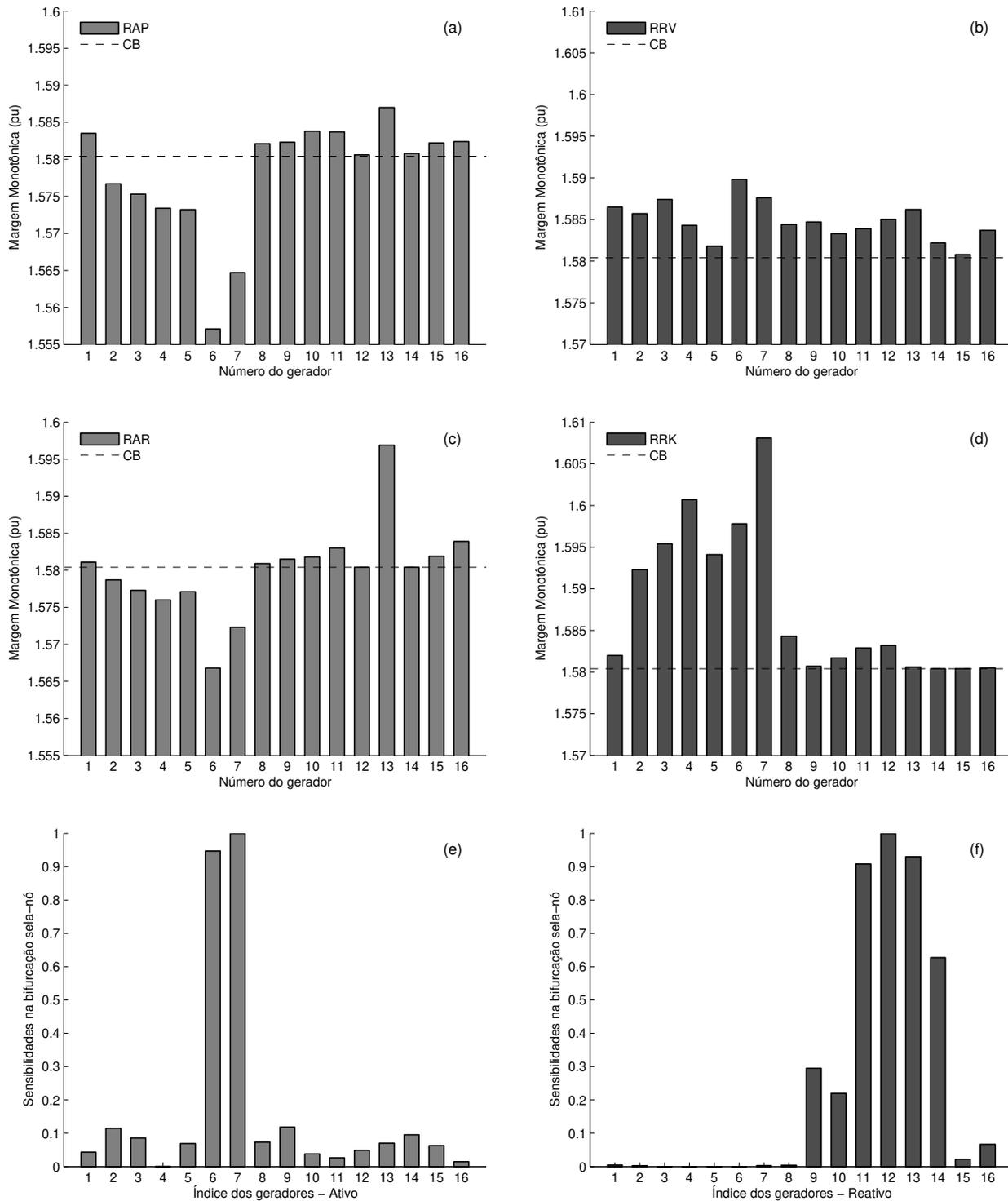


Figura 5.8: Redespachos dos geradores e sensibilidades de  $\mathcal{J}_a$  na bifurcação sela-nó.

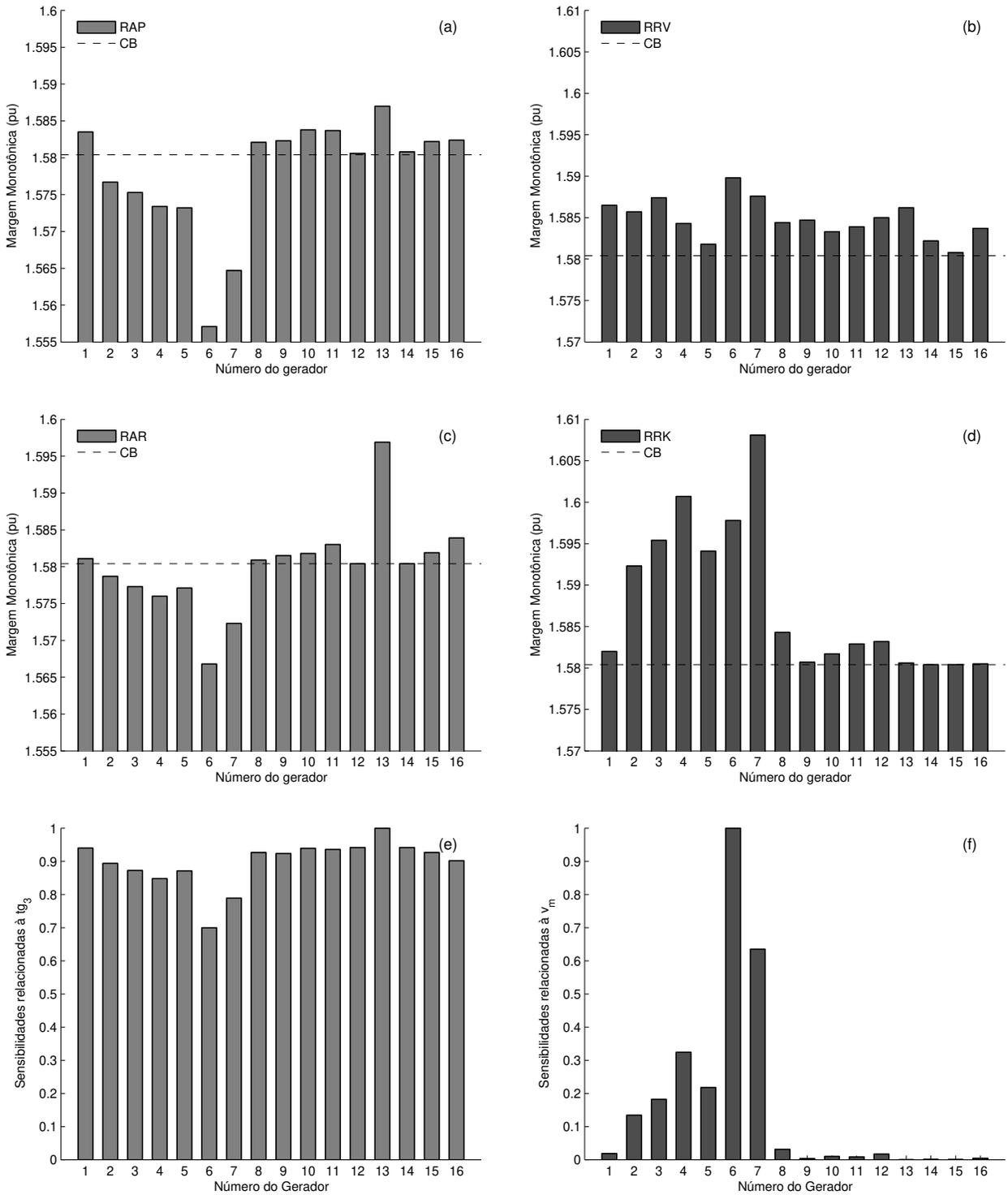


Figura 5.9: Redespachos dos geradores e sensibilidades de  $\mathcal{J}_{exp}$  relacionadas às variáveis internas do TG e AVR.

Entretanto, repetindo os gráficos dos resultados dos redespachos, agora comparados as sensibilidades de variáveis internas dos reguladores de tensão e velocidade (retiradas das sensibilidades de  $\mathcal{J}_{exp}$  no ponto de bifurcação sela-nó), percebe-se que há grande similaridade entre os mesmos, como mostra a Figura 5.9.

A interpretação desses resultados indica que, na modelagem mais detalhada do fluxo de carga expandido, a avaliação do impacto dos geradores sobre a estabilidade de tensão do sistema não pode se restringir a aspectos relacionados pura e simplesmente ao ponto em que estes são conectados ao sistema. Assim, a análise da matriz  $\mathcal{J}_a$  pode ser insuficiente, ou mesmo incapaz, de fornecer indicativos seguros dos geradores críticos. Por outro lado, as sensibilidades relacionadas às variáveis internas dos reguladores de tensão e reguladores de velocidade mostraram-se capazes de cumprir tal papel e, é razoável supor que tal informação esteja contida nas sensibilidades destes controladores, visto que é através deles que são definidos os despachos de potência ativa e reativa dos geradores.

Também é interessante ressaltar que esses resultados para o sistema de 69 barras corroboram o observado em outros trabalhos (Menezes 2002, Menezes et al. 2003, Kopcak et al. 2003, Affonso 2004, Affonso et al. 2004, Menezes et al. 2004), nos quais é mostrado que os geradores críticos do ponto de vista da potência reativa são os menos críticos do ponto de vista da potência ativa, pois nota-se na Figura 5.9 que os maiores ganhos na margem de estabilidade de tensão, quando há redespacho de potência reativa, coincidem com os piores desempenhos da mesma margem de estabilidade, quando há redespacho de potência ativa, e vice-versa.

## Capítulo 6

# Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

**A**O longo deste trabalho de doutoramento buscou-se responder a uma recente e, aparentemente, crescente inquietação sobre a necessidade de se garantir margens de segurança, que englobem restrições dinâmicas relacionadas à estabilidade dos sistemas elétricos de potência, durante a operação dos mesmos.

Para tanto, propôs-se uma plataforma baseada no fluxo de carga expandido que incorpora a possibilidade de avaliação de diferentes aspectos da estabilidade, fornecendo uma visão global do comportamento do sistema de forma simples e direta mas, ao mesmo tempo, suficientemente precisa dentro do universo dos fenômenos associados aos problemas que podem ocasionar oscilações eletromecânicas e/ou instabilidade de tensão.

Comparações de pontos de equilíbrio pós-perturbação obtidos através do fluxo de carga expandido e de simulação no domínio do tempo de fato atestam a precisão do método, assim como estudos paramétricos ilustraram que o mesmo pode auxiliar na compreensão do comportamento em regime permanente de dispositivos dinâmicos, subsidiando as análises de avaliação de sua performance e impacto sobre o sistema.

Não obstante, a plataforma unificada para análise da estabilidade de sistemas elétricos de potência se concretiza através do desenvolvimento de um “fluxo de carga expandido da continuação”, a partir do qual é possível inferir sobre aspectos da estabilidade de ângulo e

tensão sob os pontos de vista de pequenas perturbações, bem como sobre aspectos qualitativos da estabilidade transitória.

Quanto aos resultados em si, as simulações realizadas variando o ganho dos regulares de tensão merecem destaque por terem evidenciado um comportamento supostamente ainda não relatado. Desde o trabalho clássico de De Mello & Concordia (1969) diversos autores têm confirmado os efeitos negativos do aumento do ganho dos reguladores de tensão sobre o amortecimento dos modos de oscilação eletromecânicos. No entanto, neste trabalho mostra-se que o aumento do ganho dos reguladores de tensão pode fornecer amortecimento positivo quando os modos de oscilação se dão na faixa de frequência correspondente à dos modos interárea. A novidade está no fato dos demais autores terem tratado, implicitamente, apenas de problemas de oscilação de modo local, enquanto este seria o primeiro trabalho a retratar os efeitos do ganho dos reguladores de tensão nos modos de oscilação interárea.

Tais resultados, além de trazer informações novas, mostram que o método é bastante didático, no sentido de permitir um melhor entendimento do comportamento dinâmico dos sistemas elétricos de potência.

Entretanto, este trabalho ainda deixa uma lacuna quanto à possibilidade de expansão da análise modal estática para todos os componentes do sistema, pois embora os resultados preliminares aqui apresentados sugiram que as sensibilidades das variáveis internas dos controles da máquina síncrona são capazes de identificar como cada gerador impacta as margens de estabilidade de tensão, são necessários novos estudos para verificar se esses resultados não representam uma situação particular dos sistemas teste usados.

Portanto, além dos estudos para validação de uma análise modal estática “expandida”, ficam como sugestões para trabalhos futuros:

- O uso do fluxo de carga expandido para fornecer pontos de equilíbrio pós-perturbação precisos para as ferramentas de análise baseadas no método da forma normal;
- O uso do fluxo de carga expandido como restrição de igualdade em problemas de otimização, em especial para o ajuste ótimo de ganhos e outros parâmetros de controladores;

Lembrando ainda, que o fluxo de carga expandido pode substituir naturalmente o fluxo de carga convencional nas situações em que a precisão dos resultados for um fator preponderante.

# Referências Bibliográficas

- Abed, A. M. (1999), Wscs voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology, *in* ‘Proceedings of IEEE 1999 PES Summer Meeting’, Vol. 1, Edmonton, Canadá, pp. 191–197.
- Affonso, C. M. (2004), Planejamento de curto prazo da operação incluindo critérios de estabilidade de tensão, Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Affonso, C. M., Da Silva, L. C. P., Lima, F. G. M. & Soares, S. (2004), ‘MW and MVar management on supply and demand side for meeting voltage stability margin criteria’, *IEEE Transactions on Power Systems* **19**(3), 1538–1545.
- Aik, D. L. H. & Andersson, G. (1998), ‘Use of participation factors in modal voltage stability analysis of multi-infeed HVDC systems’, *IEEE Transactions on Power Systems* **13**(1), 203–210.
- Ajjarapu, V. & Christy, C. (1992), ‘The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis’, *IEEE Transactions on Power Systems* **7**(1), 416–423.
- Alves, D. A. (2000), Obtenção do ponto de máximo carregamento em sistemas elétricos de potência utilizando novas técnicas de parametrização para o método da continuação, Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Amano, H., Kumano, T. & Inoue, T. (2006), ‘Nonlinear stability indexes of power swing oscillation using normal form analysis’, *IEEE Transactions on Power Systems* **21**(2), 825–834.

- Ayres, H. M. (2005), Aplicação do controlador UPFC para o amortecimento de oscilações eletromecânicas em sistemas elétricos de potência, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Ayres, H. M. & Castro, M. S. (2006), Report on implemented FACTS controllers models into PSAT program, Technical report, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação/Unicamp.
- Bedoya, D. R. B. (2007), Obtenção da margem mínima de estabilidade de tensão de sistemas elétricos de potência, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Berggren, B. & Andersson, G. (1993), 'On the nature of unstable equilibrium points in power systems', *IEEE Transactions on Power Systems* **8**(2), 738–745.
- Brown, H. E., Carter, G. K., Happ, H. H. & Person, C. E. (1963), 'Power flow solution by impedance matrix iterative method', *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-82**(65), 1–10.
- Cañizares, C. A. (1995), 'Conditions for saddle-node bifurcations in AC/DC power systems', *Int. Journal on Electrical Power & Energy Systems* **17**(1), 61–68.
- Cañizares, C. A. (2000), Power flow and transient stability models of FACTS controllers for voltage and angle stability studies, in 'Proceedings of IEEE 2000 PES Winter Meeting', Vol. 2, New York, USA, pp. 1447–1454.
- Cañizares, C. A., Mithulananthan, N., Milano, F. & Reeve, J. (2004), 'Linear performance indices to predict oscillatory stability problems in power systems', **19**(2), 1104–1114.
- Capitanescu, F. & Cutsem, T. V. (2005), 'Unified sensitivity analysis of unstable or low voltages caused by load increases or contingencies', *IEEE Transactions on Power Systems* **20**(1), 321–329.

- Castro, M. S. (2005), A influência de controladores FACTS na estabilidade de Ângulo a pequenas perturbações de sistemas elétricos de potência, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Castro, M. S., Ayres, H. M., Kopcak, I., Da Costa, V. F. & Da Silva, L. C. P. (2007), '(no prelo) a influência do modo de operação do SSSC na estabilidade de Ângulo de sistemas elétricos de potência', *Revista Controle e Automação* p. 13.
- Chu, C.-C., Chiang, H.-D. & Thorp, J. S. (1995), An investigation on invariant properties of unstable equilibrium points on the stability boundary for simple power system models, *in* 'Proceedings of IEEE International Symposium on Circuits and Systems, ISCAS '95', Vol. 1, Seattle, USA, pp. 3459–3464.
- Chung, C. Y., Wang, L., Howell, F. & Kundur, P. (2004), 'Generation rescheduling methods to improve power transfer capability constrained by small-signal stability', *IEEE Transactions on Power Systems* **19**(1), 524–530.
- Cigré Task Force (1996), Analysis and control of power system oscillations, Technical report, cigré - Conseil International des Grands Réseaux Électriques. Cigré Task Force 07 of Advisory Group 01 of Study Committee 38.
- Da Costa, V. F. (1981), Análise de estabilidade transitória em sistemas de energia elétrica, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Da Costa, V. F. (1992), Modelo de sensibilidade de potência para análise de oscilações de baixa frequência em sistemas de energia elétrica, Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Da Silva, L. C. P. (2001), Uma expansão dos métodos de curvas-pv e de análise modal estática para o estudo da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica, Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Da Silva, L. C. P. (n.d.), Discussão das notas de aula da disciplina IT004 - estabilidade de tensão de sistemas de energia elétrica. Comunicação pessoal.

- Da Silva, L. C. P., Da Costa, V. F. & Xu, W. (2000), Preliminary results on improving the modal analysis technique for voltage stability assessment, *in* 'Proceedings of IEEE 2000 PES Summer Meeting', Vol. 3, Seattle, USA, pp. 1946–1950.
- De Mello, F. P. & Concordia, C. (1969), 'Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control', *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-88**(4), 316–329.
- Deckmann, S. M. & Da Costa, V. F. (1994), 'A power sensitivity model for electromechanical oscillation studies', *IEEE Transactions on Power Systems* **9**(2), 965–971.
- Delfino, B., Denegri, G. B., Invernizzi, M. & Milano, F. (2000), Dynamic index assessment for voltage stability in electric power systems, *in* 'Proceedings of International Conference on Power System Technology (PowerCon 2000)', Vol. 1, Perth, Australia, pp. 397–402.
- Dobson, I. (2001), Avoiding and suppressing oscillations (final report), Technical report, PSERC - Power Systems Engineering Research Center. <http://www.pserc.org/ecow/get/publicatio/reports/2000report/>.
- Domingues, A. F. (2001), Aplicação de dispositivos FACTS para o amortecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência em sistemas de energia elétrica, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Domingues, A. F. (2005), Um modelo de espaço de estados com representação de segunda ordem para a análise das oscilações de modo interárea em sistemas de energia elétrica, Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Domingues, A. F., Kopcak, I. & Da Costa, V. F. (2004a), Analysis of inter-area mode oscillations in power systems with TCSC controller using normal forms, *in* 'Proceedings of EuroPES 2004 - European Power and Energy Systems', Rhodes, Greece. International Association of Science and Technology for Development.

- Domingues, A. F., Kopcak, I. & Da Costa, V. F. (2004b), Análise das oscilações de modo interárea de sistemas de energia elétrica através da aplicação do método da forma normal, *in* ‘Anais do XV Congresso Brasileiro de Automática - CBA 2004’, Gramado, Brasil.
- Feng, Z., Ajarapu, V. & Long, B. (2000), ‘Identification of voltage collapse through direct equilibrium tracing’, *IEEE Transactions on Power Systems* **15**(1), 342–349.
- Força Tarefa (2000), Critérios e procedimentos de estabilidade de tensão para planejamento do sistema elétrico brasileiro, *in* ‘Anais do VII SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica’, Curitiba, Brasil. Força Tarefa de Estabilidade de Tensão - GTCP.
- Gao, B. (1992), Voltage stability analysis of large power systems, Ph.d. thesis, University of Toronto.
- Gao, B., Morison, G. & Kundur, P. (1992), ‘Voltage stability evaluation using modal analysis’, *IEEE Transactions on Power Systems* **7**(4), 1529–1542.
- Haque, M. H. (1991), ‘Identification of coherent generators for power system dynamic equivalents using unstable equilibrium point’, *IEE Proceedings-C* **138**(6), 546–552.
- Haque, M. H. (2004), ‘Improvement of first swing stability limit by utilizing full benefit of shunt FACTS devices’, *IEEE Transactions on Power Systems* **19**(4), 1894–1902.
- Heffron, W. G. & Phillips, R. A. (1952), ‘Effect of a modern amplidyne voltage regulator on underexcited operation of large turbine generators’, *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-71**, 692–697.
- Huang, Z., Bao, L. & Xu, W. (2003), ‘Generator ranking using modal analysis’, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution* **150**(6), 709–716.
- IEEE (1994), Inter-area oscillation in power systems, IEEE PES Special Publication 95-TP-101, IEEE. IEEE PES System Oscillation Working Group.

- IEEE (2000), Techniques for power system stability limit search, IEEE Special Publication TP-138-0, IEEE.
- Irisarri, G. D., Ejebe, G. C., Waight, J. G. & Tinney, W. F. (1994), 'Efficient solution for equilibrium points in transient energy function analysis', *IEEE Transactions on Power System* **9**(2), 693–699.
- Kimbark, E. W. (1956), *Power System Stability*, Wiley & Sons.
- Kopcak, I. (2003), Melhoria das margens de estabilidade de tensão no Âmbito do pré-despacho da operação através de corte mínimo de carga, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Kopcak, I., Ayres, H. M., Da Silva, L. C. P. & Da Costa, V. F. (2007c), Análise simultânea das margens de estabilidade dinâmica e estática de sistemas elétricos de potência (aceito), *in* 'Anais do CLAGTEE 2007 Congresso Latinoamericano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica', Vol. 1, Viña del Mar, Chile, p. 6.
- Kopcak, I., Da Costa, V. F. & Da Silva, L. C. P. (2007a), A generalized power flow method including the steady state characteristic of dynamic devices, *in* 'Proceedings of IEEE 2007 Lausanne PowerTech Conference', Vol. 1, Lausanne, Switzerland, p. 6.
- Kopcak, I., Da Silva, L. C. P. & Da Costa, V. F. (2007b), A generalized load flow method to assess steady-state equilibrium of power systems, *in* 'Proceedings of IEEE PES PowerAfrica 2007 Conference and Exposition', Vol. 1, Johannesburg, South Africa, p. 7.
- Kopcak, I., Da Silva, L. C. P., Da Costa, V. F. & Natureza, J. S. (2003), Transmission systems congestion management by using modal participation factors, *in* 'Proceedings of IEEE 2003 Bologna PowerTech Conference', Bologna, Italy, p. 6.
- Kopcak, I., Natureza, J. S., Da Silva, L. C. P. & Da Costa, V. F. (2002), Uma avaliação do impacto da carga na estabilidade de tensão de sistemas de energia elétrica via fatores de participação modal, *in* 'Anais do XIV Congresso Brasileiro de Automática - CBA 2002', Natal, Brasil, p. 6.

- Kshatriya, N., Annakkage, U. D., Gole, A. M. & Fernando, I. T. (2005), 'Improving the accuracy of normal form analysis', *IEEE Transactions on Power Systems* **20**(1), 286–293.
- Kumkratug, P. & Haque, M. (2003a), 'Versatile model of a unified power flow controller in a simple power system', *IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution* **150**(2), 155–161.
- Kumkratug, P. & Haque, M. H. (2003b), Improvement of stability region and damping of a power system by using SSSC, in 'Proceedings of the Power Engineering Society General Meeting', Vol. 3, Toronto, Canada, pp. 1710–1714.
- Kundur, P. (1994), *Power System Stability and Control*, The EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill.
- Liu, C.-W. & Thorp, J. S. (1997), 'A novel method to compute the closest unstable equilibrium point for transient stability region estimate in power systems', *IEEE Transactions on Circuits and Systems-I: Fundamental Theory and Applications* **44**(7), 630–635.
- Liu, S., Messina, A. R. & Vittal, V. (2006), 'A normal form analysis approach to siting power system stabilizers (PSSs) and assessing power system nonlinear behavior', *IEEE Transactions on Power Systems* **21**(4), 1755–1762.
- Loud, L., Rousseaux, P., Lefebvre, D. & Cutsen, T. V. (2001), A time-scale decomposition-based simulation tool for voltage stability analysis, in 'Proceedings of 2001 IEEE Porto Power Tech Conference', Porto, Portugal, p. 6.
- Makarov, Y. V., Dong, Z. Y. & Hill, D. J. (1998), 'A general method for small signal stability analysis', *IEEE Transactions on Power Systems* **13**(3), 979–985.
- Makarov, Y. V., Maslennikov, V. A. & Hill, D. J. (1996), 'Revealing loads having the biggest influence on power system small disturbance stability', *IEEE Transactions on Power Systems* **11**(4), 2018–2023.

- Makarov, Y. V., Popovic, D. H. & Hill, D. J. (1998), ‘Stabilization of transient processes in power systems by eigenvalue shift approach’, *IEEE Transactions on Power Systems* **13**(2), 382–388.
- Mansour, Y., Xu, W., Alvarado, F. & Rinzin, C. (1994), ‘SVC placement and transmission line reinforcement using critical modes’, *IEEE Transactions on Power Systems* **9**(2), 757–763.
- Martins, N., Pinto, H. J. C. P. & Lima, L. T. G. (1992), ‘Efficient methods for finding transfer function zero of power systems’, *IEEE Transactions on Power Systems* **7**(3), 1350–1361.
- Menezes, T. V. (2002), Melhoria da margem de estabilidade de tensão no pré-despacho da operação de sistemas de energia elétrica via otimização de reativos, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Menezes, T. V., Da Silva, L. C. P., Affonso, C. M. & Da Costa, V. F. (2004), ‘MVAR management on the pre-dispatch problem for improving voltage stability margin’, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution* **151**(6), 665–672.
- Menezes, T. V., Da Silva, L. C. P. & Da Costa, V. F. (2003), ‘Dynamic VAR sources scheduling for improving voltage stability margin’, *IEEE Transactions on Power Systems* **18**(2), 969–971.
- Meng, Z. J. & So, P. L. (2000), A current injection UPFC model for enhancing power system, in ‘Proceedings of IEEE 2000 PES Winter Meeting’, Vol. 2, New York, USA, pp. 1544–1549.
- Mihalic, R. & Gabrijel, U. (2004), ‘A structure-preserving energy function for a static series synchronous compensator’, *IEEE Transactions on Power Systems* **19**(3), 1501–1507.
- Mihalic, R. & Papic, I. (1998), ‘Static synchronous series compensator – a mean for dynamic power flow control in electric power systems’, *Electrical Power System Research* **45**(1), 65–72.
- Milano, F. (2005), ‘An open source power system analysis toolbox’, *IEEE Transactions on Power Systems* **20**(3), 1199–1206.

- Milano, F. (2006), *Power System Analysis Toolbox - Documentation for PSAT version 2.0.0*  $\beta_1$ . <http://www.power.uwaterloo.ca/~fmilano/downloads.htm>.
- Nam, H.-K., Kim, Y.-K., Shim, K.-S. & Lee, K. Y. (2000), ‘A new eigen-sensitivity theory of augmented matrix and its applications to power system stability analysis’, *IEEE Transactions on Power Systems* **15**(1), 363–369.
- Nam, H.-K., Shim, K.-S., Kim, Y.-K., Song, S.-G. & Lee, K. Y. (2000), Contingency ranking for transient stability via eigen-sensitivity analysis of small-signal stability model, *in* ‘Proceedings of IEEE 2000 PES Winter Meeting’, Vol. 2, New York, USA, pp. 861–865.
- Nassif, A. B. (2004), Análise da estabilidade de Ângulo e de tensão de sistemas elétricos de potência sujeitos a pequenas perturbações, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Naturesa, J. S. (2001), A influência de compensadores estáticos de reativos na estabilidade de tensão de sistemas de energia elétrica, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP.
- Nazareno, I. S., Alberto, L. C. F. & Bretas, N. G. (2004), Problems in the precise determination of BCU’s controlling unstable equilibrium points and pebs’s exit point method in real-time transient stability analysis, *in* ‘Proceedings of IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Lantin America’, São Paulo, Brasil, pp. 475–480.
- NERC (1996), Available transfer capability definitions and determination, Technical report, North American Electric Reliability Council. <http://www.nerc.com/>.
- Noroozian, M., Ängquist, L., Ghandhari, M. & Andersson, G. (1997), ‘Improving power system dynamics by series-connected FACTS devices’, *IEEE Transaction on Power Delivery* **12**(4), 1635–1641.
- Pal, B. C. (n.d.), Resposta ao e-mail: Doubts about 16-machine/69-bus test system. Comunicação pessoal por e-mail.

- Pal, B. & Chaudhuri, B. (2005), *Robust Control in Power Systems*, Power Electronics and Power Systems Series, Springer.
- Peschon, J., Piercy, D. S., Tinney, W. F., Tveit, O. J. & Cuénod, M. (1968), ‘Optimum control of reactive power flow’, *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-87**(1), 40–48.
- Ruiz-Vega, D., Messina, A. R. & Pavella, M. (2003), Online assessment and control of poorly damped transient oscillations, in ‘Proceedings of the Power Engineering Society General Meeting’, Vol. 4, Toronto, Canada, pp. 2084–2089.
- Ruiz-Vega, D., Messina, A. R. & Pavella, M. (2004), ‘Online assessment and control of transient oscillations damping’, *IEEE Transactions on Power Systems* **19**(2), 1038–1047.
- Sanchez-Gasca, J. J., Vittal, V., Gibbard, M. J., Messina, A. R., Vowles, D. J., Liu, S. & Annakkage, U. D. (2005), ‘Inclusion of higher order terms for small-signal (modal) analysis: Committee report - task force on assessing the need to include higher order terms for small-signal (modal) analysis’, *IEEE Transactions on Power Systems* **20**(4), 1886–1904.
- Sasson, A. M. & Jaimes, F. J. (1967), ‘Digital methods applied to power flow studies’, *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-86**(7), 860–867.
- Sauer, P. W. (2002), Post-contingency equilibrium analysis of power systems, in ‘Proceedings of the 35th Hawaii International Conference on System Sciences’, Hawaii, pp. 820–823.
- Sauer, P. W. & Pai, M. A. (1998), *Power System Dynamics and Stability*, Prentice Hall.
- Shahidehpour, M. & Alomoush, M. (2001), *Restructured Electrical Power Systems: Operation, Trading, and Volatility*, Marcel Dekker, New York.
- Silva, L. C. P. D., Wang, Y., Costa, V. F. D. & Xu, W. (2002), ‘Assessment of generator impact on system power transfer capability using modal participation factors’, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution* **149**(5), 564–570.

- Song, Y. H. & Johns, A. T. (1999), *Flexible AC Transmission System (FACTS)*, The Institute of Electrical Engineers.
- Stott, B. & Alsac, O. (1974), 'Fast decoupled power flow', *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **93**(1), 853–869.
- Taylor, C. W., Scott, G., Hammad, A., Wong, W., Osborn, D., Fkmos, A. J. P., Johnson, B., Mc'Nabb, D., Arabi, S., Martin, D., Thanawala, H. L., Luini, J., Gonzalez, R. & Concor dia, C. (1994), 'Static VAR compensator models for power flow and dynamic performance simulation', *IEEE Transactions on Power System* **9**(1), 229–240. IEEE Special Stability Controls Working Group.
- Tinney, W. F. & Hart, C. E. (1967), 'Power flow solution by newton's method', *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-86**(11), 1449–1460.
- Treinen, R. T., Vittal, V. & Kliemann, W. (1996), 'An improved technique to determine the controlling unstable equilibrium point in a power system', *IEEE Transactions on Circuits and Systems-I: Fundamental Theory and Applications* **43**(4), 313–323.
- Vournas, C. D. (2001), Interruptible load as a competitor to local generation for preventing voltage security, in 'Proceedings of the Power Engineering Society Winter Meeting', Vol. 1, Columbus, USA, pp. 236–240.
- Vournas, C. D., Manos, G. A., Sauer, P. W. & Pai, M. A. (1999), 'Effect of overexcitation limiters on power system long-term modeling', *IEEE Transactions on Energy Conversion* **14**(4), 1529–1536.
- Wang, Q., Song, H. & Ajjarapu, V. (2006), 'Continuation-based quasi-steady-state analysis', *IEEE Transactions on Power Systems* **21**(1), 171–179.
- Ward, J. B. & Hale, H. W. (1956), 'Digital computer solution of power flow problems', *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-75**, 398–404.

- Wen, X. & Ajarapu, V. (2006), 'Application of a novel eigenvalue trajectory tracing method to identify both oscillatory stability margin and damping margin', *IEEE Transactions on Power Systems* **21**(2), 817–824.
- Yeu, R. H. & Sauer, P. W. (2005), Post-contingency equilibrium analysis techniques for power systems, *in* 'Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium', Vol. 1, Carbondale, USA, pp. 429–433.
- Zhengdao, L., Sheng, L. & Chen, C. (2002), New algorithm for the solution of controlling unstable equilibrium point, *in* 'Proceedings of DESCOBRIR', DESCOBRIR, pp. 1999–2003.
- Zhu, L., Zhou, S. & Zhang, Y. (2000), Extended load-flow arithmetic for voltage stability analysis, *in* 'Proceedings of International Conference on Power System Technology (PowerCon 2000)', Vol. 1, Perth, Australia, pp. 427–431.

# Apêndice A

## Dados dos Sistemas Teste

### A.1 Sistema 4 máquinas/2 áreas

Aqui são listados os dados do sistema teste apresentado na Seção 3.3.

Na Tabela A.1, as bases para os dados em  $pu$  não explicitadas são as bases do sistema  $S_b = 100MVA$  e  $f_b = 60Hz$ . Nas Tabela A.3, Tabela A.4 e Tabela A.5 os valores em  $pu$  estão na base das máquinas síncronas,  $S_b = 900MVA$ ,  $V_b = 20kV$  e  $f_b = 60Hz$ . Finalmente, na Tabela A.6 os dados estão nas bases de potência e frequência do sistema e na base de tensão da barra à qual o UPFC está conectado (ver Figura 3.2 para detalhes da conexão do UPFC).

Tabela A.1: Dados de Barras

Barra	$V_b$ [kV]	$V_0$ [pu]	$\theta_0$ [rad]	$P_{g0}$ [pu]	$P_{c0}$ [pu]	$Q_{c0}$ [pu]	$V_{max}$ [pu]	$V_{min}$ [pu]
1	20	1,0300	0,3229	7,35	0	0	1,1	0,9
2	20	1,0100	0,1536	7,35	0	0	1,1	0,9
3	20	1,0300	-0,1187	7,00	0	0	1,1	0,9
4	20	1,0100	-0,2950	7,35	0	0	1,1	0,9
5	230	1,0100	0,2112	0	0	0	1,1	0,9
6	230	0,9876	0,0367	0	0	0	1,1	0,9
7	230	1	-0,1065	0	10,15	-1,050	1,1	0,9
8	230	1	-0,3368	0	0	0	1,1	0,9
9	230	0,9899	-0,5550	0	18,55	-2,625	1,1	0,9
10	230	0,9938	-0,4119	0	0	0	1,1	0,9
11	230	1,0130	-0,2339	0	0	0	1,1	0,9

Tabela A.2: Dados de Ramos

Ramo	De	Para	$S_b$ [MVA]	$V_b$ [kV]	$f_b$ [Hz]	$a$ [pu]	$r$ [pu]	$x$ [pu]	$b$ [pu]
TR1	1	5	900	20	60	0,08696	0	0,15	0
TR2	2	6	900	20	60	0,08696	0	0,15	0
TR3	3	11	900	20	60	0,08696	0	0,15	0
TR4	4	10	900	20	60	0,08696	0	0,15	0
LN5	5	6	100	230	60	-	0,0025	0,025	0,04375
LN6	6	7	100	230	60	-	0,0010	0,010	0,01750
LN7	7	8	100	230	60	-	0,0110	0,110	0,19250
LN8	7	8	100	230	60	-	0,0110	0,110	0,19250
LN9	8	9	100	230	60	-	0	0,110	0
LN10	9	8	100	230	60	-	0,0110	0,110	0,19250
LN11	10	9	100	230	60	-	0,0010	0,010	0,01750
LN12	11	10	100	230	60	-	0,0025	0,025	0,04375

Tabela A.3: Dados das Máquinas Síncronas

	$x_l$	$r_a$	$x_d$	$x'_d$	$x''_d$	$T'_{d0}$	$T''_{d0}$	$x_q$	$x'_q$	$x''_q$	$T'_{q0}$	$T''_{q0}$	$M$	$D$	$T_{AA}$
MS	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[s]	[s]	[pu]	[pu]	[pu]	[s]	[s]	[s]	[pu]	[s]
1	0,2	0,0025	1,8	0,3	0,25	8	0,03	1,7	0,55	0,25	0,4	0,05	13	0	0,002
2	0,2	0,0025	1,8	0,3	0,25	8	0,03	1,7	0,55	0,25	0,4	0,05	13	0	0
3	0,2	0,0025	1,8	0,3	0,25	8	0,03	1,7	0,55	0,25	0,4	0,05	12,35	0	0
4	0,2	0,0025	1,8	0,3	0,25	8	0,03	1,7	0,55	0,25	0,4	0,05	12,35	0	0

Tabela A.4: Dados dos Reguladores Automáticos de Tensão - *AVR tipo III*

MS	$vr_{max}$ [pu]	$vr_{min}$ [pu]	$\mu_0$ [pu/pu]	$T_2$ [s]	$T_1$ [s]	$v_{f0}$ [pu]	$V_0$ [pu]	$T_r$ [s]
1-4	5	-5	200	1	1	1	0,01	0,01

Tabela A.5: Dados dos Reguladores de Velocidade - *TG tipo II*

MS	$\omega_{ref}$ [pu]	$R$ [pu/pu]	$T_{max}$ [pu]	$T_{min}$ [pu]	$T_2$ [s]	$T_1$ [s]
1-4	1	0,02	1,5	0,3	10	1

Tabela A.6: Dados do UPFC

B LN	$C_p$ [%]	$K_r$ [pu/pu]	$T_r$ [s]	$v_p^{max}$ [pu]	$v_p^{min}$ [pu]	$v_q^{max}$ [pu]	$v_q^{min}$ [pu]	$i_q^{max}$ [pu]	$i_q^{min}$ [pu]
8 9	20	75	0,005	0,1	-0,1	0,1	-0,1	3	-1

Tabela A.7: Dados do POD

$v_s^{max}$	$v_s^{min}$	$K_w$	$T_w$	$T_1$	$T_2$	$T_3$	$T_4$	$T_r$
[pu]	[pu]	[pu/pu]	[s]	[s]	[s]	[s]	[s]	[s]
0,12	-0,12	-1,37	3	0,2172	0,2928	0,2172	0,2928	0,001

## A.2 Sistema fictício de 4 barras

Nesta seção, são listados os dados do sistema fictício de 4 barras descrito na Seção 5.3. Os dados são apresentados no mesmo formato das matrizes que compõem os arquivos lidos pelo PSAT, de forma que usuários deste software necessitam apenas gerar um arquivo “.m” do MATLAB<sup>®</sup> contendo as matrizes abaixo (para maiores detalhes sobre a organização dos dados ver (Milano 2006)):

Dados das barras

Organização dos dados de barras - Matriz Bus.con

Coluna	1	2	3	4	5	6
Variável	barra	$V_{base}$	$V_0$	$\theta_0$	área	região

Bus.con = [ ...

```
1 1 1.0300 0.000 1 1;
2 1 1.0300 0.000 1 1;
3 1 1.0300 0.000 1 1;
4 1 1.0000 0.000 1 1];
```

Vaname.bus = {...

```
'01 Gen'; '02 Gen'; '03 Gen'; '04 Load'};
```

Dados de ramos

Organização dos dados de ramos - Matriz Line.con<sup>1</sup>

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Trafo	de	para	$S_{base}$	$V_{base}$	$f_{base}$	-	a	r	x	-	tap	$\phi$	$I_{max}$	$P_{max}$	$S_{max}$
Linha	de	para	$S_{base}$	$V_{base}$	$f_{base}$	l	0	r	x	b	-	-	$I_{max}$	$P_{max}$	$S_{max}$

Line.con = [ ...

<sup>1</sup>A mesma matriz é usada para a entrada de dados de linhas e transformadores, se a relação de transformação  $a$  (coluna 7) é diferente de zero, o programa entende que os dados referem-se a um transformador. Os dados das linhas podem ser em  $\Omega/km$  ou  $pu$ , se o comprimento da linha  $l$  (coluna 6) é igual a zero o programa entende que os dados estão em  $pu$ , caso contrário, que estão em  $\Omega/km$ .

4 1 100 1 60 0 0 0.0000 0.1000 0.0100 1.0000 0 0 0 0;  
 4 2 100 1 60 0 0 0.0000 0.8000 0.0800 1.0000 0 0 0 0;  
 4 3 100 1 60 0 0 0.0000 1.6000 0.1600 1.0000 0 0 0 0];

### Dados de geração

Organização dos dados da barra de referência - Matriz SW.con

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Variável	barra	$S_{base}$	$V_{base}$	$V_0$	$\theta_0$	$Q_{max}$	$Q_{min}$	$V_{max}$	$V_{min}$	$P_0$	u

SW.con = [ ...

3 100 1 1.0300 0.0000 1.5 -1.5 1.1 0.9 0.00000 1 ];

Organização dos dados das barras PV - Matriz PV.con

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Variável	barra	$S_{base}$	$V_{base}$	$P_0$	$V_0$	$Q_{max}$	$Q_{min}$	$V_{max}$	$V_{min}$	u

PV.con = [ ...

1 100 1 0.2400 1.0300 1.5 -1.5 1.1 0.9 1;  
 2 100 1 0.2400 1.0300 1.5 -1.5 1.1 0.9 1];

### Dados da carga

Organização dos dados das barras de carga - Matriz PQ.con

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8
Variável	barra	$S_{base}$	$V_{base}$	$Pl_0$	$Ql_0$	$V_{max}$	$V_{min}$	u

PQ.con = [ ...

4 100 1 0.720 0.3300 1.1 0.9 0];

### Dados dinâmicos

Organização dos dados das máquinas síncronas - Matriz Syn.con

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Variável	barra	$S_{base}$	$V_{base}$	$f_{base}$	ordem	$x_l$	$r_a$	$x_d$	$x'_d$	$x''_d$	$T'_{d0}$	$T''_{d0}$	$x_q$	$x'_q$	$x''_q$	$T'_{q0}$	$T''_{q0}$
Coluna	18	19	20	21	22	23	24	25	26								
Variável	M=2H	D	$k_w$	$k_p$	$g_p$	$g_q$	$T_{aa}$	$S_{1.0}$	$S_{1.2}$								

Syn.con = [ ...

```
1 100 1.0000 60 4 0.0000 0.0000 1.3125 0.1813 0.0000 5.890 0.0000 1.2578 0.2500 0.0000 0.6000 0.0000 2*3.01
2 0 0 1 1 0 0 0;
```

```
2 100 1.0000 60 4 0.0000 0.0000 1.3125 0.1813 0.0000 5.890 0.0000 1.2578 0.2500 0.0000 0.6000 0.0000 2*3.01
2 0 0 1 1 0 0 0;
```

```
3 100 1.0000 60 4 0.0000 0.0000 1.3125 0.1813 0.0000 5.890 0.0000 1.2578 0.2500 0.0000 0.6000 0.0000 2*3.01
2 0 0 1 1 0 0 0];
```

Organização dos dados dos reguladores de tensão - Matriz Exc.con

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
AVR Tipo 2 gerador	2	$vr_{max}$	$vr_{min}$	$k_a$	$T_a$	$k_f$	$T_f$	-	$T_e$	$T_r$	$A_e$	$B_e$	
AVR Tipo 3 gerador	3	$vr_{max}$	$vr_{min}$	$\mu$	$T_2$	$T_1$	$v_{f0}$	$V_0$	-	$T_r$	-	-	

Exc.con = [ ...

```
1 2 100 -2.0 1e2 0.200 0.063 0.35 0 0.3140 0.0010 0.0039 1.555;
2 2 100 -2.0 1e2 0.200 0.063 0.35 0 0.3140 0.0010 0.0039 1.555;
3 2 100 -2.0 1e2 0.200 0.063 0.35 0 0.3140 0.0010 0.0039 1.555];
```

Organização dos dados dos reguladores de velocidade - Matriz Tg.con

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
TG Tipo 1 gerador	1	$\omega_{ref}$	R	$T_{max}$	$T_{min}$	$T_s$	$T_c$	$T_3$	$T_4$	$T_5$	
TG Tipo 2 gerador	2	$\omega_{ref}$	R	$T_{max}$	$T_{min}$	$T_2$	$T_1$	-	-	-	

Tg.con = [...

```
1 2 1 5e-2 200 0.0 4 2;
2 2 1 5e-2 200 0.0 4 2;
3 2 1 5e-2 200 0.0 4 2];
```

## A.3 Sistema 16 máquinas/69 barras

Nesta seção, são listados os dados do sistema de 16 máquinas e 69 barras descrito na Seção 3.2. Os dados são apresentados no mesmo formato das matrizes que compõem os arquivos lidos pelo PSAT, de forma que usuários deste software necessitam apenas gerar um arquivo “.m” do MATLAB<sup>®</sup> contendo as matrizes abaixo (para maiores detalhes sobre a organização dos dados ver (Milano 2006)):

### A.3.1 Dados das Barras

Organização dos dados de barras - Matriz Bus.con

Coluna	1	2	3	4	5	6
Variável	barra	$V_{base}$	$V_0$	$\theta_0$	área	região

Bus.con = [ ...

```

1 1 1.0450 0.000 1 1;
2 1 0.9800 0.000 1 1;
3 1 0.9830 0.000 1 1;
4 1 0.9970 0.000 1 1;
5 1 1.0110 0.000 1 1;
6 1 1.0500 0.000 1 1;
7 1 1.0630 0.000 1 1;
8 1 1.0300 0.000 1 1;
9 1 1.0250 0.000 1 1;
10 1 1.0100 0.000 2 1;
11 1 1.0000 0.000 2 1;
12 1 1.0156 0.000 2 1;
13 1 1.0110 0.000 2 1;
14 1 1.0000 0.000 3 1;
15 1 1.0000 0.000 4 1;
16 1 1.0000 0.000 5 1;
17 1 1.0000 0.000 2 1;
18 1 1.0000 0.000 5 1;
19 1 1.0000 0.000 1 1;
20 1 1.0000 0.000 1 1;
21 1 1.0000 0.000 1 1;
22 1 1.0000 0.000 1 1;
23 1 1.0000 0.000 1 1;
24 1 1.0000 0.000 1 1;
25 1 1.0000 0.000 1 1;
26 1 1.0000 0.000 1 1;
27 1 1.0000 0.000 1 1;
28 1 1.0000 0.000 1 1;
29 1 1.0000 0.000 1 1;
30 1 1.0000 0.000 2 1;
31 1 1.0000 0.000 2 1;
32 1 1.0000 0.000 2 1;
33 1 1.0000 0.000 2 1;
34 1 1.0000 0.000 2 1;
35 1 1.0000 0.000 2 1;
36 1 1.0000 0.000 2 1;
37 1 1.0000 0.000 1 1;
38 1 1.0000 0.000 2 1;
39 1 1.0000 0.000 2 1;
40 1 1.0000 0.000 2 1;
41 1 1.0000 0.000 3 1;
42 1 1.0000 0.000 4 1;
43 1 1.0000 0.000 2 1;
44 1 1.0000 0.000 2 1;
45 1 1.0000 0.000 2 1;
46 1 1.0000 0.000 2 1;
47 1 1.0000 0.000 2 1;
48 1 1.0000 0.000 2 1;
49 1 1.0000 0.000 2 1;
50 1 1.0000 0.000 2 1;
51 1 1.0000 0.000 2 1;
52 1 1.0000 0.000 1 1;
53 1 1.0000 0.000 2 1;
54 1 1.0000 0.000 1 1;
55 1 1.0000 0.000 1 1;
56 1 1.0000 0.000 1 1;

```

```

57 1 1.0000 0.000 1 1;
58 1 1.0000 0.000 1 1;
59 1 1.0000 0.000 1 1;
60 1 1.0000 0.000 1 1;
61 1 1.0000 0.000 2 1;
62 1 1.0000 0.000 1 1;
63 1 1.0000 0.000 1 1;
64 1 1.0000 0.000 1 1;
65 1 1.0000 0.000 1 1;
66 1 1.0000 0.000 1 1;
67 1 1.0000 0.000 1 1;
68 1 1.0000 0.000 1 1;
69 1 1.0000 0.000 2 1];

```

Nome das barras

Vaname.bus = {...

```

'01 Gen'; '02 Gen'; '03 Gen'; '04 Gen'; '05 Gen'; '06 Gen'; '07 Gen'; '08 Gen'; '09 Gen'; '10 Gen';
'11 Gen'; '12 Gen'; '13 Gen'; '14 Gen'; '15 Gen'; '16 Gen'; '17 Bus'; '18 Bus'; '19 Bus'; '20 Bus';
'21 Bus'; '22 Bus'; '23 Bus'; '24 Bus'; '25 Bus'; '26 Bus'; '27 Bus'; '28 Bus'; '29 Bus'; '30 Bus';
'31 Bus'; '32 Bus'; '33 Bus'; '34 Bus'; '35 Bus'; '36 Bus'; '37 Bus'; '38 Bus'; '39 Bus'; '40 Bus';
'41 Bus'; '42 Bus'; '43 Bus'; '44 Bus'; '45 Bus'; '46 Bus'; '47 Bus'; '48 Bus'; '49 Bus'; '50 Bus';
'51 Bus'; '52 Bus'; '53 Bus'; '54 Bus'; '55 Bus'; '56 Bus'; '57 Bus'; '58 Bus'; '59 Bus'; '60 Bus';
'61 Bus'; '62 Bus'; '63 Bus'; '64 Bus'; '65 Bus'; '66 Bus'; '67 Bus'; '68 Bus'; '69 Bus'];

```

### A.3.2 Dados de Ramos

Organização dos dados de ramos - Matriz Line.con<sup>2</sup>

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Trafo	de	para	$S_{base}$	$V_{base}$	$f_{base}$	-	a	r	x	-	tap	$\phi$	$I_{max}$	$P_{max}$	$S_{max}$
Linha	de	para	$S_{base}$	$V_{base}$	$f_{base}$	l	0	r	x	b	-	-	$I_{max}$	$P_{max}$	$S_{max}$

Line.con = [ ...

```

54 1 100 1 60 0 1 0.0000 0.0181 0.0000 1.0250 0 0 0 0;
58 2 100 1 60 0 1 0.0000 0.0250 0.0000 1.0700 0 0 0 0;
62 3 100 1 60 0 1 0.0000 0.0200 0.0000 1.0700 0 0 0 0;
19 4 100 1 60 0 1 0.0007 0.0142 0.0000 1.0700 0 0 0 0;
20 5 100 1 60 0 1 0.0009 0.0180 0.0000 1.0090 0 0 0 0;
22 6 100 1 60 0 1 0.0000 0.0143 0.0000 1.0250 0 0 0 0;
23 7 100 1 60 0 1 0.0005 0.0272 0.0000 1.0000 0 0 0 0;
25 8 100 1 60 0 1 0.0006 0.0232 0.0000 1.0250 0 0 0 0;
29 9 100 1 60 0 1 0.0008 0.0156 0.0000 1.0250 0 0 0 0;
31 10 100 1 60 0 1 0.0000 0.0260 0.0000 1.0400 0 0 0 0;
32 11 100 1 60 0 1 0.0000 0.0130 0.0000 1.0400 0 0 0 0;
36 12 100 1 60 0 1 0.0000 0.0075 0.0000 1.0400 0 0 0 0;
17 13 100 1 60 0 1 0.0000 0.0033 0.0000 1.0400 0 0 0 0;

```

<sup>2</sup>Idem 1.

41 14 100 1 60 0 1 0.0000 0.0015 0.0000 1.0000 0 0 0 0;  
42 15 100 1 60 0 1 0.0000 0.0015 0.0000 1.0000 0 0 0 0;  
18 16 100 1 60 0 1 0.0000 0.0030 0.0000 1.0000 0 0 0 0;  
36 17 100 1 60 0 0 0.0005 0.0045 0.3200 0.0000 0 0 0 0;  
49 18 100 1 60 0 0 0.0076 0.1141 1.1600 0.0000 0 0 0 0;  
68 19 100 1 60 0 0 0.0016 0.0195 0.3040 0.0000 0 0 0 0;  
19 20 100 1 60 0 1 0.0007 0.0138 0.0000 1.0600 0 0 0 0;  
68 21 100 1 60 0 0 0.0008 0.0135 0.2548 0.0000 0 0 0 0;  
21 22 100 1 60 0 0 0.0008 0.0140 0.2565 0.0000 0 0 0 0;  
22 23 100 1 60 0 0 0.0006 0.0096 0.1846 0.0000 0 0 0 0;  
23 24 100 1 60 0 0 0.0022 0.0350 0.3610 0.0000 0 0 0 0;  
68 24 100 1 60 0 0 0.0003 0.0059 0.0680 0.0000 0 0 0 0;  
54 25 100 1 60 0 0 0.0070 0.0086 0.1460 0.0000 0 0 0 0;  
25 26 100 1 60 0 0 0.0032 0.0323 0.5310 0.0000 0 0 0 0;  
37 27 100 1 60 0 0 0.0013 0.0173 0.3216 0.0000 0 0 0 0;  
26 27 100 1 60 0 0 0.0014 0.0147 0.2396 0.0000 0 0 0 0;  
26 28 100 1 60 0 0 0.0043 0.0474 0.7802 0.0000 0 0 0 0;  
26 29 100 1 60 0 0 0.0057 0.0625 1.0290 0.0000 0 0 0 0;  
28 29 100 1 60 0 0 0.0014 0.0151 0.2490 0.0000 0 0 0 0;  
53 30 100 1 60 0 0 0.0008 0.0074 0.4800 0.0000 0 0 0 0;  
61 30 100 1 60 0 0 0.0019 0.0183 0.2900 0.0000 0 0 0 0;  
61 30 100 1 60 0 0 0.0019 0.0183 0.2900 0.0000 0 0 0 0;  
30 31 100 1 60 0 0 0.0013 0.0187 0.3330 0.0000 0 0 0 0;  
53 31 100 1 60 0 0 0.0016 0.0163 0.2500 0.0000 0 0 0 0;  
30 32 100 1 60 0 0 0.0024 0.0288 0.4880 0.0000 0 0 0 0;  
32 33 100 1 60 0 0 0.0008 0.0099 0.1680 0.0000 0 0 0 0;  
33 34 100 1 60 0 0 0.0011 0.0157 0.2020 0.0000 0 0 0 0;  
35 34 100 1 60 0 1 0.0001 0.0074 0.0000 0.9460 0 0 0 0;  
34 36 100 1 60 0 0 0.0033 0.0111 1.4500 0.0000 0 0 0 0;  
61 36 100 1 60 0 0 0.0022 0.0196 0.3400 0.0000 0 0 0 0;  
61 36 100 1 60 0 0 0.0022 0.0196 0.3400 0.0000 0 0 0 0;  
68 37 100 1 60 0 0 0.0007 0.0089 0.1342 0.0000 0 0 0 0;  
31 38 100 1 60 0 0 0.0011 0.0147 0.2470 0.0000 0 0 0 0;  
33 38 100 1 60 0 0 0.0036 0.0444 0.6930 0.0000 0 0 0 0;  
41 40 100 1 60 0 0 0.0060 0.0840 3.1500 0.0000 0 0 0 0;  
48 40 100 1 60 0 0 0.0020 0.0220 1.2800 0.0000 0 0 0 0;  
42 41 100 1 60 0 0 0.0040 0.0600 2.2500 0.0000 0 0 0 0;  
18 42 100 1 60 0 0 0.0040 0.0600 2.2500 0.0000 0 0 0 0;  
17 43 100 1 60 0 0 0.0005 0.0276 0.0000 0.0000 0 0 0 0;  
39 44 100 1 60 0 0 0.0000 0.0411 0.0000 0.0000 0 0 0 0;  
43 44 100 1 60 0 0 0.0001 0.0011 0.0000 0.0000 0 0 0 0;  
35 45 100 1 60 0 0 0.0007 0.0175 1.3900 0.0000 0 0 0 0;  
39 45 100 1 60 0 0 0.0000 0.0839 0.0000 0.0000 0 0 0 0;  
44 45 100 1 60 0 0 0.0025 0.0730 0.0000 0.0000 0 0 0 0;  
38 46 100 1 60 0 0 0.0022 0.0284 0.4300 0.0000 0 0 0 0;  
53 47 100 1 60 0 0 0.0013 0.0188 1.3100 0.0000 0 0 0 0;  
47 48 100 1 60 0 0 0.0025 0.0268 0.4000 0.0000 0 0 0 0;  
47 48 100 1 60 0 0 0.0025 0.0268 0.4000 0.0000 0 0 0 0;

```

46 49 100 1 60 0 0 0.0018 0.0274 0.2700 0.0000 0 0 0 0;
45 51 100 1 60 0 0 0.0004 0.0105 0.7200 0.0000 0 0 0 0;
50 51 100 1 60 0 0 0.0009 0.0221 1.6200 0.0000 0 0 0 0;
37 52 100 1 60 0 0 0.0007 0.0082 0.1319 0.0000 0 0 0 0;
55 52 100 1 60 0 0 0.0011 0.0133 0.2138 0.0000 0 0 0 0;
53 54 100 1 60 0 0 0.0035 0.0411 0.6987 0.0000 0 0 0 0;3
53 54 100 1 60 0 0 0.0035 0.0411 0.6987 0.0000 0 0 0 0;
54 55 100 1 60 0 0 0.0013 0.0151 0.2572 0.0000 0 0 0 0;
55 56 100 1 60 0 0 0.0013 0.0213 0.2214 0.0000 0 0 0 0;
56 57 100 1 60 0 0 0.0008 0.0128 0.1342 0.0000 0 0 0 0;
57 58 100 1 60 0 0 0.0002 0.0026 0.0434 0.0000 0 0 0 0;
58 59 100 1 60 0 0 0.0006 0.0092 0.1130 0.0000 0 0 0 0;
57 60 100 1 60 0 0 0.0008 0.0112 0.1476 0.0000 0 0 0 0;
59 60 100 1 60 0 0 0.0004 0.0046 0.0780 0.0000 0 0 0 0;
60 61 100 1 60 0 0 0.0023 0.0363 0.3804 0.0000 0 0 0 0;4
60 61 100 1 60 0 0 0.0023 0.0363 0.3804 0.0000 0 0 0 0;
58 63 100 1 60 0 0 0.0007 0.0082 0.1389 0.0000 0 0 0 0;
62 63 100 1 60 0 0 0.0004 0.0043 0.0729 0.0000 0 0 0 0;
64 63 100 1 60 0 1 0.0016 0.0435 0.0000 1.0600 0 0 0 0;
62 65 100 1 60 0 0 0.0004 0.0043 0.0729 0.0000 0 0 0 0;
64 65 100 1 60 0 1 0.0016 0.0435 0.0000 1.0600 0 0 0 0;
56 66 100 1 60 0 0 0.0008 0.0129 0.1382 0.0000 0 0 0 0;
65 66 100 1 60 0 0 0.0009 0.0101 0.1723 0.0000 0 0 0 0;
66 67 100 1 60 0 0 0.0018 0.0217 0.3660 0.0000 0 0 0 0;
67 68 100 1 60 0 0 0.0009 0.0094 0.1710 0.0000 0 0 0 0;
53 27 100 1 60 0 0 0.0320 0.3200 0.4100 1.0000 0 0 0 0;5
53 27 100 1 60 0 0 0.0320 0.3200 0.4100 1.0000 0 0 0 0;
69 18 100 1 60 0 0 0.0006 0.0144 1.0300 0.0000 0 0 0 0;
50 69 100 1 60 0 0 0.0006 0.0144 1.0300 0.0000 0 0 0 0];

```

### A.3.3 Dados das barras PV e *Slack*

Organização dos dados da barra de referência - Matriz SW.con

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Variável	barra	$S_{base}$	$V_{base}$	$V_0$	$\theta_0$	$Q_{max}$	$Q_{min}$	$V_{max}$	$V_{min}$	$P_0$	u

SW.con = [ ...

16 100 1 1.0000 0.0000 999 -999 1.1 0.9 40.0000 1 ];

Organização dos dados das barras PV - Matriz PV.con

<sup>3</sup>O ramo 53-54 é descrito como circuito duplo por Pal & Chaudhuri (2005), entretanto, diferentemente de outros circuitos duplos, seus dados são listados apenas uma vez no apêndice do referido livro. Aqui, os dados originais foram duplicados em conformidade com contato feito com os autores que descrevem o sistema (Pal n.d.).

<sup>4</sup>Os dados do ramo 60-61 foram duplicados. Idem 3.

<sup>5</sup>Os dados do ramo 53-27 foram duplicados. Idem 3.

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Variável	barra	$S_{base}$	$V_{base}$	$P_0$	$V_0$	$Q_{max}$	$Q_{min}$	$V_{max}$	$V_{min}$	u

PV.con = [ ...

1 100 1 2.5000 1.0450 999 -999 1.1 0.9 1;  
 2 100 1 5.4500 0.9800 999 -999 1.1 0.9 1;  
 3 100 1 6.5000 0.9830 999 -999 1.1 0.9 1;  
 4 100 1 6.3200 0.9970 999 -999 1.1 0.9 1;  
 5 100 1 5.0500 1.0110 999 -999 1.1 0.9 1;  
 6 100 1 7.0000 1.0500 999 -999 1.1 0.9 1;  
 7 100 1 5.6000 1.0630 999 -999 1.1 0.9 1;  
 8 100 1 5.4000 1.0300 999 -999 1.1 0.9 1;  
 9 100 1 8.0000 1.0250 999 -999 1.1 0.9 1;  
 10 100 1 5.0000 1.0100 999 -999 1.1 0.9 1;  
 11 100 1 10.0000 1.0000 999 -999 1.1 0.9 1;  
 12 100 1 13.5000 1.0156 999 -999 1.1 0.9 1;  
 13 100 1 35.9100 1.0110 999 -999 1.1 0.9 1;  
 14 100 1 17.8500 1.0000 999 -999 1.1 0.9 1;  
 15 100 1 10.0000 1.0000 999 -999 1.1 0.9 1];

### A.3.4 Dados das barras de carga

Organização dos dados das barras de carga - Matriz PQ.con

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8
Variável	barra	$S_{base}$	$V_{base}$	$Pl_0$	$Ql_0$	$V_{max}$	$V_{min}$	u

PQ.con = [ ...

17 100 1 60.0000 3.0000 1.1 0.9 0;  
 18 100 1 24.7000 1.2300 1.1 0.9 0;  
 19 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;  
 20 100 1 6.8000 1.0300 1.1 0.9 0;  
 21 100 1 2.7400 1.1500 1.1 0.9 0;  
 22 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;  
 23 100 1 2.4800 0.8500 1.1 0.9 0;  
 24 100 1 3.0900 -0.9200 1.1 0.9 0;  
 25 100 1 2.2400 0.4700 1.1 0.9 0;  
 26 100 1 1.3900 0.1700 1.1 0.9 0;  
 27 100 1 2.8100 0.7600 1.1 0.9 0;  
 28 100 1 2.0600 0.2800 1.1 0.9 0;  
 29 100 1 2.8400 0.2700 1.1 0.9 0;  
 30 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;  
 31 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;  
 32 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;  
 33 100 1 1.1200 0.0000 1.1 0.9 0;

```

34 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;
35 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;
36 100 1 1.0200 -0.1946 1.1 0.9 0;
37 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;
38 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;
39 100 1 2.6700 0.1260 1.1 0.9 0;
40 100 1 0.6530 0.2353 1.1 0.9 0;
41 100 1 10.0000 2.5000 1.1 0.9 0;
42 100 1 11.5000 2.5000 1.1 0.9 0;
43 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;
44 100 1 2.6755 0.0484 1.1 0.9 0;
45 100 1 2.0800 0.2100 1.1 0.9 0;
46 100 1 1.5070 0.2850 1.1 0.9 0;
47 100 1 2.0312 0.3259 1.1 0.9 0;
48 100 1 2.4120 0.0220 1.1 0.9 0;
49 100 1 1.6400 0.2900 1.1 0.9 0;
50 100 1 1.0000 -1.4700 1.1 0.9 0;
51 100 1 3.3700 -1.2200 1.1 0.9 0;
52 100 1 1.5800 0.3000 1.1 0.9 0;
53 100 1 2.5270 1.1856 1.1 0.9 0;
54 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;
55 100 1 3.2200 0.0200 1.1 0.9 0;
56 100 1 2.0000 0.7360 1.1 0.9 0;
57 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;
58 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;
59 100 1 2.3400 0.8400 1.1 0.9 0;
60 100 1 2.0880 0.7080 1.1 0.9 0;
61 100 1 1.0400 1.2500 1.1 0.9 0;
62 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;
63 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;
64 100 1 0.0900 0.8800 1.1 0.9 0;
65 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;
66 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;
67 100 1 3.2000 1.5300 1.1 0.9 0;
68 100 1 3.2900 0.3200 1.1 0.9 0;
69 100 1 0.0000 0.0000 1.1 0.9 0;
];

```

### A.3.5 Dados dinâmicos

Máquina síncrona

Organização dos dados das máquinas síncronas - Matriz Syn.con

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Variável	barra	$S_{base}$	$V_{base}$	$f_{base}$	ordem	$x_l$	$r_a$	$x_d$	$x'_d$	$x''_d$	$T'_{d0}$	$T''_{d0}$	$x_q$	$x'_q$	$x''_q$	$T'_{q0}$	$T''_{q0}$

Coluna	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Variável	M=2H	D	$k_w$	$k_p$	$g_p$	$g_q$	$T_{aa}$	$S_{1.0}$	$S_{1.2}$

Syn.con = [ ...

1 100 1.0000 60 6 0.0125 0.0000 0.1000 0.0310 0.0250 10.200 0.0500 0.0690 0.0280 0.0250 1.5000 0.0350 84.000  
4.000 0 0 1 1 0 0 0;

2 100 1.0000 60 6 0.0350 0.0000 0.2950 0.0697 0.0500 6.560 0.0500 0.2820 0.0600 0.0500 1.5000 0.0350 60.400  
9.750 0 0 1 1 0 0 0;

3 100 1.0000 60 6 0.0304 0.0000 0.2495 0.0531 0.0450 5.700 0.0500 0.2370 0.0500 0.0450 1.5000 0.0350 71.600  
10.000 0 0 1 1 0 0 0;

4 100 1.0000 60 6 0.0295 0.0000 0.2620 0.0436 0.0350 5.690 0.0500 0.2580 0.0400 0.0350 1.5000 0.0350 57.200  
10.000 0 0 1 1 0 0 0;

5 100 1.0000 60 6 0.0270 0.0000 0.3300 0.0660 0.0500 5.400 0.0500 0.3100 0.0600 0.0500 0.4400 0.0350 52.000  
3.000 0 0 1 1 0 0 0;

6 100 1.0000 60 6 0.0224 0.0000 0.2540 0.0500 0.0400 7.300 0.0500 0.2410 0.0450 0.0400 0.4000 0.0350 69.600  
10.000 0 0 1 1 0 0 0;

7 100 1.0000 60 6 0.0322 0.0000 0.2950 0.0490 0.0400 5.660 0.0500 0.2920 0.0450 0.0400 1.5000 0.0350 52.800  
8.000 0 0 1 1 0 0 0;

8 100 1.0000 60 6 0.0280 0.0000 0.2900 0.0570 0.0450 6.700 0.0500 0.2800 0.0500 0.0450 0.4100 0.0350 48.600  
9.000 0 0 1 1 0 0 0;

9 100 1.0000 60 6 0.0298 0.0000 0.2109 0.0570 0.0450 4.790 0.0500 0.2050 0.0500 0.0450 1.9600 0.0350 69.000  
14.000 0 0 1 1 0 0 0;

10 100 1.0000 60 6 0.0199 0.0000 0.1690 0.0457 0.0400 9.370 0.0500 0.1150 0.0450 0.0400 1.5000 0.0350 62.000  
5.560 0 0 1 1 0 0 0;

11 100 1.0000 60 6 0.0103 0.0000 0.1280 0.0180 0.0120 4.100 0.0500 0.1230 0.0150 0.0120 1.5000 0.0350 56.400  
13.600 0 0 1 1 0 0 0;

12 100 1.0000 60 6 0.0220 0.0000 0.1010 0.0310 0.0250 7.400 0.0500 0.0950 0.0280 0.0250 1.5000 0.0350 184.600  
13.500 0 0 1 1 0 0 0;

13 200 1.0000 60 6 0.0030 0.0000 0.0296 0.0055 0.0040 5.900 0.0500 0.0286 0.0050 0.0040 1.5000 0.0350 496.000  
33.000 0 0 1 1 0 0 0;

14 100 1.0000 60 6 0.0017 0.0000 0.0180 0.00285 0.0023 4.100 0.0500 0.0173 0.0025 0.0023 1.5000 0.0350 600.000  
100.000 0 0 1 1 0 0 0;

15 100 1.0000 60 6 0.0017 0.0000 0.0180 0.00285 0.0023 4.100 0.0500 0.0173 0.0025 0.0023 1.5000 0.0350 600.001  
100.000 0 0 1 1 0 0 0;

16 200 1.0000 60 6 0.0041 0.0000 0.0356 0.0071 0.0055 7.800 0.0500 0.0334 0.0060 0.0055 1.5000 0.0350 450.000

50.000 0 0 1 1 0 0 0];<sup>6</sup>

### Regulador de tensão - AVR

Organização dos dados dos reguladores de tensão - Matriz Exc.con

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
AVR Tipo 2	gerador	2	$vr_{max}$	$vr_{min}$	$k_a$	$T_a$	$k_f$	$T_f$	-	$T_e$	$T_r$	$A_e$	$B_e$
AVR Tipo 3	gerador	3	$vr_{max}$	$vr_{min}$	$\mu$	$T_2$	$T_1$	$v_{f0}$	$V_0$	-	$T_r$	-	-

Exc.con = [ ...

1 2 10 -10 40 0.0200 0 1e-8 0 0.3140 0.0010 0.0039 1.555;  
 2 2 10 -10 40 0.0200 0 1e-8 0 0.3140 0.0010 0.0039 1.555;  
 3 2 10 -10 40 0.0200 0 1e-8 0 0.3140 0.0010 0.0039 1.555;  
 4 2 10 -10 40 0.0200 0 1e-8 0 0.3140 0.0010 0.0039 1.555;  
 5 2 10 -10 40 0.0200 0 1e-8 0 0.3140 0.0010 0.0039 1.555;  
 6 2 10 -10 40 0.0200 0 1e-8 0 0.3140 0.0010 0.0039 1.555;  
 7 2 10 -10 40 0.0200 0 1e-8 0 0.3140 0.0010 0.0039 1.555;  
 8 2 10 -10 40 0.0200 0 1e-8 0 0.3140 0.0010 0.0039 1.555;  
 9 3 5 -5 200 1 1 1e-8 0 0 0.01 0 0;  
 10 2 10 -10 40 0.0200 0 1e-8 0 0.3140 0.0010 0.0039 1.555;  
 11 2 10 -10 40 0.0200 0 1e-8 0 0.3140 0.0010 0.0039 1.555;  
 12 2 10 -10 40 0.0200 0 1e-8 0 0.3140 0.0010 0.0039 1.555;  
 13 3 5 -5 200 1 1 1e-8 0 0 0.01 0 0;  
 14 3 5 -5 200 1 1 1e-8 0 0 0.01 0 0;  
 15 3 5 -5 200 1 1 1e-8 0 0 0.01 0 0;  
 16 3 5 -5 200 1 1 1e-8 0 0 0.01 0 0];<sup>7</sup>

### Amortecedor de oscilações de potência - PSS

Organização dos dados dos PSS - Matriz Pss.con

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Variável	AVR	tipo	sinal	$vs_{max}$	$vs_{min}$	$k_w$	$T_w$	$T_1$	$T_2$	$T_3$	$T_4$
Coluna	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Variável	$k_a$	$T_a$	$k_p$	$k_v$	$va*_{max}$	$va*_{min}$	$vs*_{max}$	$vs*_{min}$	$e_{thr}$	$\omega_{thr}$	$s_s$

Pss.con = [ ...

9 2 1 5 -5 12/377 10 0.1 0.2 0.1 0.2 1 0 1 1 99 -99 99 -99 0 0 0];

### Regulador de velocidade - TG

<sup>6</sup>Ressalta-se que aqui estão listados os valores originais da constante de amortecimento  $D$ , mas neste trabalho ela foi desprezada ( $D = 0$ ).

<sup>7</sup>Os dados para os reguladores de tensão para as máquinas 10 à 16 foram arbitrariamente incluídos ao sistema.

## Organização dos dados dos reguladores de velocidade - Matriz Tg.con

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
TG Tipo 1	gerador	1	$\omega_{ref}$	R	$T_{max}$	$T_{min}$	$T_s$	$T_c$	$T_3$	$T_4$	$T_5$
TG Tipo 2	gerador	2	$\omega_{ref}$	R	$T_{max}$	$T_{min}$	$T_2$	$T_1$	-	-	-

Tg.con = [ ...

1 1 1 0.02 5.00 0.25 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 2 1 1 0.02 10.90 0.55 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 3 1 1 0.02 13.00 0.65 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 4 1 1 0.02 12.64 0.63 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 5 1 1 0.02 10.10 0.50 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 6 1 1 0.02 14.00 0.70 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 7 1 1 0.02 11.20 0.56 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 8 1 1 0.02 10.80 0.54 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 9 1 1 0.02 16.00 0.80 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 10 1 1 0.02 10.00 0.50 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 11 1 1 0.02 20.00 1.00 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 12 1 1 0.02 20.25 1.35 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 13 1 1 0.02 53.87 3.59 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 14 1 1 0.02 26.78 1.86 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 15 1 1 0.02 20.00 1.00 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0;  
 16 1 1 0.02 60.00 4.00 0.1 0.45 0.00 12.0 50.0];<sup>8</sup>

Tg.con(:,4) = [ ...

0.172940856568924;  
 0.0793306681508823;  
 0.0665157140649706;  
 0.068410148959226;  
 0.0856142854301601;  
 0.0617645916317584;  
 0.077205739539698;  
 0.0800652113745016;  
 0.0540440176777886;  
 0.0864704282844618;  
 0.0432352141422309;  
 0.0320260845498007;  
 0.0120398814096995;  
 0.0242214084830426;  
 0.0432352141422309;  
 0.0128805355906247];<sup>9</sup>

<sup>8</sup>Todos reguladores de velocidade foram arbitrariamente incluídos.

<sup>9</sup>Estes foram os estatismos usados no trabalho, calculados de forma que a direção de incremento de carga de cada gerador seja proporcional à potência mecânica do caso base.

*Static Synchronous Series Compensator - SSSC*

Organização dos dados dos SSSC - Matriz Sssc.con

Coluna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Variável	linha	modo	$S_{base}$	$V_{base}$	$f_{base}$	$C_p$	$T_r$	$v_{max}$	$v_{min}$	tipo	$k_p$	$k_I$

Sssc.con = [ ...

48 1 100 1 60 34.23789 0.005 2.0 -2.0 1 0.028 0.28];<sup>10</sup>

<sup>10</sup>O valor de compensação  $C_p = 34,23789\%$  foi calculado para manter o fluxo de potência ativa entre as barras 49 e 18 igual a  $-2,5pu$ , no caso base.