

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**RODRIGO HARTSTEIN SALIM**

**Uma Nova Abordagem para a Análise da  
Estabilidade a Pequenas Perturbações em  
Sistemas de Distribuição de Energia  
Elétrica com Geradores Síncronos  
Distribuídos**

São Carlos  
2011



RODRIGO HARTSTEIN SALIM

Uma Nova Abordagem para a Análise da  
Estabilidade a Pequenas Perturbações em  
Sistemas de Distribuição de Energia  
Elétrica com Geradores Síncronos  
Distribuídos

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

ORIENTADOR: Prof. Dr. Rodrigo Andrade Ramos

São Carlos

2011

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento  
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

S165n

Salim, Rodrigo Hartstein

Uma nova abordagem para a análise da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos / Rodrigo Hartstein Salim ; orientador Rodrigo Andrade Ramos. -- São Carlos, 2011.

Tese (Doutorado-Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2011.

1. Sistemas elétricos de potência. 2. Sistemas de cogeração. 3. Geração distribuída. 4. Estabilidade a pequenas perturbações. 5. Qualidade de energia elétrica. 6. Sistemas de distribuição de energia elétrica. 7. Sistemas trifásicos desequilibrados. I. Título.

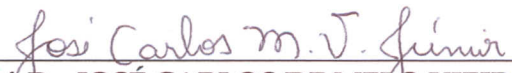
**FOLHA DE JULGAMENTO**

Candidato(a): Engenheiro **RODRIGO HARTSTEIN SALIM**.


Tese defendida e julgada em 19/04/2011 perante a Comissão Julgadora:

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. **RODRIGO ANDRADE RAMOS** – (Orientador)  
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADO

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. **JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR**  
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADO

  
\_\_\_\_\_  
Dr. **SERGIO GOMES JUNIOR**  
(Centro de Pesquisas de Energia Elétrica/CEPEL)

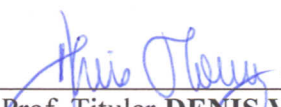
APROVADO

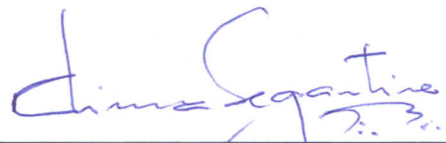
  
\_\_\_\_\_  
Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. **CARMEN LUCIA TANCREDO BORGES**  
(Universidade Federal do Rio de Janeiro/UFRJ)

APROVADO

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. **AGUINALDO SILVEIRA E SILVA**  
(Universidade Federal de Santa Catarina/UFSC)

APROVADO

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Titular **DENIS VINICIUS COURY**  
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Associado **PAULO CÉSAR LIMA SEGANTINE**  
Presidente da Comissão da Pós-Graduação da EESC



*Die Langsamen der Erkenntniss meinen, die Langsamkeit gehöre zur  
Erkenntniss.*

Friedrich Wilhelm Nietzsche, 1882





*À Karen, minha eterna  
namorada*



---

# Agradecimentos

---

À todos os cidadãos brasileiros que pagam os seus impostos e contribuem para a manutenção de uma universidade pública, gratuita, e de qualidade.

À Karen, por ficar ao meu lado em todos os momentos dos últimos seis anos, dos mais tristes aos mais felizes, desde a graduação até o final do doutorado. As suas contribuições como amiga, namorada, esposa, engenheira e psicóloga foram essenciais para que eu pudesse finalizar esta jornada em plenas condições físicas e mentais.

Aos meus pais, Paulo e Rosana, por terem me dado a vida e terem me educado de tal forma que eu pudesse chegar aonde bem quisesse, desde que me esforçasse para tanto. Suas palavras de carinho estiveram sempre ao meu lado, mesmo que estivessem longe.

Ao meu orientador Prof. Rodrigo, cujas contribuições não só técnicas foram essenciais tanto para o desenvolvimento desta tese como para o meu desenvolvimento pessoal e profissional.

À minha avó, Therezinha, que sempre tem muita alegria consigo e sempre me ajudou a buscar o meu melhor, mesmo estando longe.

Aos meus irmãos, Patrícia e Rafael, e ao meu avô, Emílio, que sempre me proporcionam momentos de muita alegria, mesmo estando longe.

Aos meus sogros, José Carlos e Ana, por sempre me ajudarem a evoluir como pessoa, mesmo que não soubessem.

Aos amigos que fiz ao longo dos anos e que a distância ainda não conseguiu separar: Thomás, Adriano, Elisandra, Luís, Márcio, Marcelo, Mariana e Mario.

Aos amigos e colegas de laboratório, que sempre me proporcionaram bons momentos.

À FAPESP (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo), pela provisão da bolsa de doutorado.

À USP (Universidade de São Paulo), por me proporcionar a realização de um doutoramento de nível internacional dentro do nosso país.

Aos funcionários e professores do Departamento de Engenharia Elétrica e da Escola de Engenharia de São Carlos, por manter em funcionamento toda esta grande organização.



---

# Resumo

---

Nesta tese de doutorado, a estabilidade a pequenas perturbações é estudada sob a ótica dos sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos. Duas peculiaridades específicas destes sistemas são abordadas: o desequilíbrio da carga e da rede e a proximidade das cargas aos geradores. Em relação ao primeiro tópico, duas abordagens são propostas para o estudo de estabilidade a pequenas perturbações em sistemas com desequilíbrio da carga, uma delas baseada na estimação modal a partir de dados obtidos através de medições ou simulações no domínio do tempo, e a outra baseada na modelagem fasorial do sistema com desequilíbrio da carga e posterior linearização do sistema algébrico-diferencial não-linear obtido. Em relação ao segundo tópico, constatam-se nesta tese que as oscilações eletromecânicas podem induzir certos fenômenos de qualidade de energia, notadamente as flutuações de tensão. Nesta tese, uma estrutura é proposta e critérios são definidos para o estudo destas flutuações induzidas por problemas tipicamente relacionados à estabilidade, considerando o estudo de perturbações isoladas e também o estudo estatístico de perturbações. Através desta análise, é proposto também um procedimento de projeto de controladores de amortecimento com critérios bem definidos para auxiliar na mitigação destas flutuações de tensão induzidas por oscilações eletromecânicas. Tal procedimento de projeto é complementar aos índices de desempenho do sistema dinâmico tipicamente utilizados para o projeto destes controladores em sistemas de transmissão. Os significativos avanços em ambos os tópicos abordados abriram um vasto campo de trabalho a ser estudado do ponto de vista da estabilidade a pequenas perturbações de sistemas de distribuição com geradores síncronos distribuídos.

**Palavras-chave:** Sistemas de cogeração, geração distribuída, estabilidade a pequenas perturbações, qualidade de energia elétrica, sistemas de distribuição de energia elétrica, sistemas trifásicos desequilibrados.



---

# Abstract

---

In this thesis, the small-signal stability is studied from the perspective of power distribution systems with distributed synchronous generators. Two specific peculiarities of these systems are addressed: the load and network unbalance, and the proximity of loads to generators. Regarding the first topic, two approaches are proposed to the small-signal stability study of power systems with load unbalance, one based on modal estimation through data obtained from measurements or time-domain simulations, and another one based on a phasorial model of the system with load unbalance and later linearization of the differential-algebraic nonlinear system obtained. Regarding to the second topic, it is observed in this thesis that electromechanical oscillations can induce certain power quality phenomena, notably voltage fluctuations. In this thesis, a structure is proposed and criteria are defined to the study of these fluctuations induced by typical stability problems, considering the study of isolated perturbations and also the statistical study of perturbations. Through this analysis, a procedure for the design of power system stabilizers with clearly defined criteria is also proposed to assist in mitigating the voltage fluctuations induced by electromechanical oscillations. This design procedure is complementary to the stability criteria currently used in the design of power system stabilizers for power transmission systems. The significant advances in both studied topics have also opened a large research field related to the small-signal stability of power distribution systems with distributed synchronous generators.

**Keywords:** Cogeneration, distributed generation, small-signal stability, power quality, power distribution systems, unbalanced systems.





---

# Lista de Ilustrações

---

2.1	<i>Mode shapes</i> e fatores de participação associados ao modo 1 do caso 16 com AVR. . . . .	45
2.2	<i>Mode shapes</i> e fatores de participação associados ao modo 2 do caso 16 com AVR. . . . .	45
2.3	<i>Mode shapes</i> e fatores de participação associados ao modo 1 do caso 16 com PFR. . . . .	48
2.4	<i>Mode shapes</i> e fatores de participação associados ao modo 2 do caso 16 com PFR. . . . .	48
3.1	Corte de uma máquina síncrona de dois polos. . . . .	58
3.2	Órbita periódica de um sistema elétrico com carga desequilibrada, vista no plano de fase relacionando a variação da velocidade angular com a variação do ângulo do gerador síncrono em regime permanente. . . . .	65
4.1	Sinal de velocidade do gerador após uma falta. . . . .	75
4.2	Comportamento em regime permanente da velocidade do gerador no caso desequilibrado. . . . .	75
4.3	Sinal de velocidade do gerador após uma falta, subsequente ao processo de filtragem e subamostragem. . . . .	76
4.4	Comparação do sinal de velocidade do gerador após uma falta antes e depois do processo de filtragem e subamostragem. . . . .	76
4.5	Senoides amortecidas estimadas pelo método ESPRIT para o caso analisado. . . . .	77
4.6	Comparação entre o sinal original após filtragem e subamostragem e o sinal reconstituído a partir das senoides amortecidas estimadas pelo método ESPRIT. . . . .	77
4.7	Comparação entre o a dinâmica isolada do modo determinado como eletromecânico e do sinal original adquirido (após filtragem e subamostragem). . . . .	79
4.8	Desempenho dinâmico a pequenas perturbações para diferentes tipos de realimentação de tensão para $\phi = AC$ e $\ell = 30\%$ . . . . .	83
4.9	Desempenho dinâmico a pequenas perturbações para $V_t = V_a$ com $\ell = 20\%$ e diferentes valores de $\phi$ . . . . .	84

5.1	Linha trifásica genérica. . . . .	89
5.2	Modelo de turbina térmica com reaquecimento (TGOV1). . . . .	95
5.3	Regulador automático de tensão (modelo IEEE ST2A). . . . .	96
5.4	Regulador de tensão com excitatriz rápida. . . . .	96
8.1	Classificação dos estudos de estabilidade em sistemas elétricos de potência incluindo os tópicos abordados nesta tese. . . . .	121
9.1	Modelo Máquina Barramento Infinito. . . . .	130
9.2	Frequência ao longo do tempo após as perturbações estudadas. . . . .	132
9.3	Tensões trifásicas ao longo do tempo na barra 807 devido a uma falta fase-terra temporária de 100 ms na barra 801 em $t = 5$ s. . . . .	134
9.4	Tensões RMS na barra 807 com e sem GSD devido a uma falta fase-terra temporária de 100 ms na barra 801 em $t = 5$ s. . . . .	134
9.5	Tensões RMS na barra 807 com e sem GSD devido a entrada de uma carga de 1 MVA na barra 807 em $t = 5$ s. . . . .	134
10.1	Curvas de tolerância a flicker (CONRAD; BURCH, 2005). . . . .	138
10.2	Amplitude da flutuação de tensão em função do tempo para defeitos com diferentes durações ( $B_F = 801$ , $K_{PSS} = 0$ , $R_F = 0$ ). . . . .	144
10.3	Amplitude da flutuação de tensão em função do tempo para defeitos em diferentes locais para $t_F = 50$ ms, $K_{PSS} = 0$ , e $R_F = 0$ . . . . .	147
10.4	Amplitude da flutuação de tensão em função do tempo para diferentes tipos de defeitos para $B_F = 801$ , $t_F = 50$ ms, e $R_F = 0$ . . . . .	147
10.5	Duração do <i>flicker</i> em função do tempo para diferentes valores de $K_{PSS}$ , com $t_f = 50$ ms, $R_F = 0$ , e $B_F = 801$ . . . . .	148
11.1	Diagrama de blocos do modelo máquina versus barramento infinito incluindo AVR e PSS (DEMELLO; CONCORDIA, 1969). . . . .	155
11.2	Controlador de amortecimento (modelo IEEE PSS1A). . . . .	156
11.3	Representação gráfica do problema de alocação regional de polos através de um critério de amortecimento mínimo no plano complexo. . . . .	162
11.4	Representação gráfica da região proposta para a alocação regional dos polos relacionados aos modos eletromecânicos do sistema em malha fechada. . . . .	165
11.5	Exponencial decrescente representando a amplitude das flutuações de tensão ao longo do tempo após uma perturbação no sistema. . . . .	166
11.6	Representação gráfica da região proposta para a alocação regional dos polos relacionados aos modos eletromecânicos do sistema em malha fechada. . . . .	169
A.1	Diagrama unifilar do sistema de testes A. . . . .	194
A.2	Diagrama unifilar do sistema de testes B. . . . .	196

---

## Lista de Tabelas

---

2.1	Geradores síncronos distribuídos adicionados em cada caso e as suas características. . . . .	40
2.2	Modos de oscilação eletromecânicos obtidos com a regulação de tensão através de AVRs (conjunto 1). . . . .	41
2.3	Estados dominantes do caso 8 quando utilizando regulação de tensão. . . . .	42
2.4	Estados dominantes do caso 16 quando utilizando regulação de tensão. . . . .	44
2.5	Modos de oscilação eletromecânicos obtidos com a regulação de fator de potência através de PFRs (conjunto 2). . . . .	47
2.6	Resíduos dos modos 1, 2, e 3 do caso 16 utilizando AVR. . . . .	48
2.7	Resíduos dos modos 1, 2, e 3 do caso 16 utilizando PFR. . . . .	49
2.8	Modos de oscilação eletromecânicos obtidos utilizando AVRs e PFRs (conjunto 3). . . . .	51
2.9	Estados dominantes do caso 8 quando realizando tanto regulação de tensão como de fator de potência (unitário). . . . .	52
2.10	Estados dominantes do caso 16 quando utilizando AVRs e PFRs. . . . .	52
2.11	Resíduos dos modos 1, 2, e 3 do caso 16 quando utilizando AVRs e PFRs. . . . .	52
4.1	Efeito combinado do tipo de realimentação de tensão e do desequilíbrio da carga no amortecimento das oscilações eletromecânicas – Realimentação de tensão tipo 1. . . . .	79
4.2	Efeito combinado do tipo de realimentação de tensão e do desequilíbrio da carga no amortecimento das oscilações eletromecânicas – Realimentação de tensão tipo 2. . . . .	80
4.3	Efeito combinado do tipo de realimentação de tensão e do desequilíbrio da carga no amortecimento das oscilações eletromecânicas – Realimentação de tensão tipo 3. . . . .	81
4.4	Efeito combinado do tipo de realimentação de tensão e do desequilíbrio da carga no amortecimento das oscilações eletromecânicas – Realimentação de tensão tipo 4. . . . .	82

7.1	Características das oscilações eletromecânicas observadas através das Plataformas 1 e 2. . . . .	116
7.2	Características das oscilações eletromecânicas observadas através da Plataforma 3 . . . . .	117
10.1	Duração do <i>flicker</i> em função de $t_F$ para $B_F = 801$ , $K_{PSS} = 0$ , e $R_F = 0$ . . . . .	144
10.2	Duração do <i>flicker</i> em função de $R_F$ para $B_F = 801$ , $t_F = 50ms$ , e $K_{PSS} = 0$ ). . . . .	145
10.3	Duração do <i>flicker</i> em função do local do defeito para $t_F = 50$ ms, $K_{PSS} = 0$ , e $R_F = 0$ . . . . .	146
10.4	Duração do <i>flicker</i> em função do tempo para diferentes valores de $K_{PSS}$ , com $t_f = 50$ ms, $R_F = 0$ , e $B_F = 801$ . . . . .	148
10.5	Resultados obtidos através de estudos estatísticos de perturbações. . . . .	151
11.1	Resultados obtidos através de estudos estatísticos de perturbações utilizando o critério proposto para o projeto de PSSs. . . . .	168
A.1	Sistema A – Dados das linhas . . . . .	194
A.2	Sistema A – Dados das cargas . . . . .	195

---

## Lista de Abreviaturas

---

ATP	Software alternativo de transitórios – <i>Alternative transients program</i>
AVR	Regulador automático de tensão – <i>Automatic voltage regulator</i>
EAPP	Estabilidade a pequenas perturbações
ESPRIT	Estimação de parâmetros de sinais através de técnicas de invariância rotacional – <i>Estimation of signal parameters through rotational invariant techniques</i>
FACTS	Sistemas de transmissão flexíveis em corrente alternada – <i>Flexible AC transmission system</i>
FDC	Fator de desequilíbrio da carga
GD	Geração distribuída
GSD	Gerador síncrono distribuído
LMI	Desigualdade matricial linear – <i>Linear matrix inequality</i>
MOE	Modos de oscilação eletromecânicos
OEM	Oscilação eletromecânica
PES	Sociedade de Potência e Energia do IEEE – <i>Power &amp; Energy Society</i>
PFR	Regulador de fator de potência – <i>Power factor regulator</i>
PSDP	Comitê de Desempenho Dinâmico de Sistemas de Potência – <i>Power System Dynamic Performance</i>
PSS	Controlador de amortecimento para sistemas elétricos de potência – <i>Power system stabilizer</i>
SDEE	Sistema de distribuição de energia elétrica
SEP	Sistema elétrico de potência
SMC	Simulações de Monte-Carlo



---

## Lista de Símbolos

---

$i$	(subscrito) barra/gerador $i$
re,im	(subscrito) partes reais e imaginárias
$z,p,n/a,b,c$	(sobrescrito) variável relacionada aos circuitos de sequência (zero, positiva e negativa) e às fases ( $a$ , $b$ , e $c$ )
$V_i^{z,p,n/a,b,c}$	módulo das tensões de sequência (zero, positiva, e negativa) e de fase ( $a$ , $b$ , e $c$ )
$\theta_i^{z,p,n/a,b,c}$	ângulo das tensões de sequência (zero, positiva, e negativa) e de fase ( $a$ , $b$ , e $c$ )
$E'_{d,q_i}$	tensão equivalente transitória de eixo direto e de quadratura
$E_{fd_i}$	tensão de campo equivalente
$I_i^{z,p,n/a,b,c}$	correntes de sequência (zero, positiva, e negativa) e de fase ( $a$ , $b$ , e $c$ )
$I_{i, \text{re,im}}^{z,p,n/a,b,c}$	partes reais e imaginárias das correntes de sequência (zero, positiva, e negativa) e de fase ( $a$ , $b$ , e $c$ )
$I_{d,q_i}$	corrente de eixo direto e de quadratura
$\delta_i$	ângulo do rotor do gerador $i$
$\omega_i$	velocidade angular do rotor do gerador $i$
$\omega_s$	velocidade síncrona
$T_M$	torque mecânico
$H_i$	constante de inércia do gerador $i$
$x_{d,q_i}$	reatância de eixo direto e de quadratura
$x'_{d,q_i}$	reatância transitória de eixo direto e de quadratura
$T'_{do,qo_i}$	constante de tempo transitória de circuito aberto de eixo direto e de quadratura
$R_{r,s_i}$	resistências do rotor e do estator
$R_i^{z,n}$	resistência de sequência zero e de sequência negativa
$X_i^{z,n}$	reatância de sequência zero e negativa

$R_{n_i}, X_{n_i}$	resistência e reatância de aterramento
$P_{L_i}^{a,b,c}, Q_{L_i}^{a,b,c}$	cargas ativa e reativa conectadas à barra $i$ , fases $a$ , $b$ , e $c$
$h$	1 para a Transformação de Fortescue, e $\sqrt{3}$ para a Transformação da Potência Invariante (componentes simétricas)
$\mathbf{V}_i^{abc}$	vetor de tensões trifásicas na barra $i$
$\mathbf{I}_i^{abc}$	vetor de correntes trifásicas saindo da barra $i$ (entrando na linha)
$\mathbf{I}_i^{abc}$	vetor de correntes trifásicas saindo da barra $i$ (entrando na linha)
$\mathbf{Z}_{mn}^{abc}$	matriz de impedâncias de uma linha trifásica entre as barras $m$ e $n$
$\mathbf{Y}_{mn}^{abc}$	matriz de admitâncias de uma linha trifásica entre as barras $m$ e $n$ (inverso de $\mathbf{Z}_{mn}^{abc}$ )
$Y_{ik}^{\beta\gamma}$	magnitude da admitância da linha conectando as barras $i$ e $k$ entre as fases $\beta$ e $\gamma$ (retirada de um dos elementos de $\mathbf{Y}_{mn}^{abc}$ )
$\theta_y$	ângulo da admitância da linha conectando as barras $i$ e $k$ entre as fases $\beta$ e $\gamma$ (retirada de um dos elementos de $\mathbf{Y}_{mn}^{abc}$ )



---

# Sumário

---

<b>Parte I</b>	<b>Desempenho Dinâmico de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>27</b>
<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>29</b>
1.1	Objetivos . . . . .	33
1.2	Estrutura do Trabalho . . . . .	34
<b>2</b>	<b>Efeito de Geradores Síncronos Distribuídos no Desempenho Dinâmico de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>37</b>
2.1	Cenário do Estudo . . . . .	38
2.2	Análise da Estabilidade a Pequenas Perturbações – Conjunto de Testes 1 (AVR) . . . . .	39
2.3	Análise da Estabilidade a Pequenas Perturbações – Conjunto de Testes 2 (PFR) . . . . .	46
2.4	Análise da Estabilidade a Pequenas Perturbações – Conjunto de Testes 3 (AVR/PFR) . . . . .	49
2.5	Conclusões . . . . .	52
<b>Parte II</b>	<b>Análise de Pequenas Perturbações em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>55</b>
<b>3</b>	<b>Operação Desequilibrada de Geradores Síncronos</b>	<b>57</b>
3.1	Torque e Velocidade de Geradores Síncronos com Carga Desequilibrada . . . . .	57
3.2	Componentes Harmônicas em Geradores Síncronos Operando em Condições de Desequilíbrio de Carga . . . . .	60
3.3	Representação Simplificada de Geradores Síncronos em Condições de Desequilíbrio da Carga . . . . .	63
3.4	Discussão sobre o Equilíbrio Dinâmico de Sistemas de Potência Operando com Desequilíbrio da Carga . . . . .	64

<b>4</b>	<b>Análise de Pequenas Perturbações através da Estimação Modal</b>	<b>67</b>
4.1	Estrutura Proposta para Estudos de Estabilidade a Pequenas Perturbações Utilizando Métodos de Estimação Modal . . . . .	68
4.2	Cenário do Estudo . . . . .	72
4.3	Análise de um Caso Passo-a-Passo . . . . .	74
4.4	Resultados . . . . .	78
4.5	Conclusões . . . . .	85
<b>5</b>	<b>Abordagem Baseada em Modelos para Estudos de Estabilidade a Pequenas Perturbações</b>	<b>87</b>
5.1	Considerações Iniciais Sobre o Modelo Desenvolvido . . . . .	88
5.2	Equações dos Geradores Síncronos . . . . .	90
5.3	Equações Trifásicas da Rede . . . . .	92
5.4	Equações dos Sistemas de Controle . . . . .	95
5.5	Modelo Algébrico-Diferencial Completo . . . . .	97
<b>6</b>	<b>Linearização do Modelo Trifásico Desenvolvido</b>	<b>99</b>
6.1	Equações Linearizadas dos Geradores Síncronos . . . . .	100
6.2	Equações Trifásicas da Rede Linearizadas . . . . .	102
6.3	Equações Linearizadas dos Sistemas de Controle . . . . .	105
6.4	Incorporação das Restrições Algébricas às Equações Diferenciais . . . . .	106
<b>7</b>	<b>Implementação e Resultados da Abordagem Baseada em Modelos</b>	<b>109</b>
7.1	Visão Geral da Implementação Realizada . . . . .	110
7.2	Estudos Preliminares em Sistemas com Carga Equilibrada . . . . .	113
7.3	Cenários de Estudo para o Caso com Desequilíbrio da Carga . . . . .	114
7.4	Resultados Obtidos . . . . .	115
<b>8</b>	<b>Conclusões</b>	<b>119</b>

## **Parte III Oscilações Eletromecânicas e Qualidade de Energia em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica** **123**

<b>9</b>	<b>Oscilações Eletromecânicas e Qualidade de Energia Elétrica</b>	<b>125</b>
9.1	Descrição Matemática das Oscilações Eletromecânicas . . . . .	127
9.2	Descrição Numérica das Oscilações Eletromecânicas . . . . .	131
9.3	Fenômenos de Qualidade de Energia Associados às Oscilações Eletromecânicas . . . . .	133

<b>10 Avaliação de Flutuações de Tensão Induzidas por Oscilações Eletromecânicas</b>	<b>137</b>
10.1 Critérios Adotados . . . . .	137
10.2 Estrutura Definida para o Estudo Isolado de Perturbações . . . . .	139
10.3 Resultados de Estudos Isolados de Perturbações . . . . .	143
10.4 Estrutura Definida para o Estudo Estatístico de Perturbações . . . . .	148
10.5 Resultados de Estudos Estatísticos de Perturbações . . . . .	150
10.6 Conclusões . . . . .	152
<b>11 Projeto de Controladores de Amortecimento Considerando Critérios de Qualidade de Energia Elétrica</b>	<b>153</b>
11.1 Projeto de Controladores de Amortecimento para Sistemas Elétricos de Potência . . . . .	154
11.2 Procedimento Proposto para o Projeto de Controladores de Amortecimento	161
11.3 Estudo de Caso e Resultados . . . . .	166
11.4 Conclusões . . . . .	170
<b>12 Conclusões</b>	<b>171</b>
<b>Parte IV Conclusões Gerais e Perspectivas de Trabalhos Futuros</b>	<b>173</b>
<b>13 Conclusões Gerais e Perspectivas de Trabalhos Futuros</b>	<b>175</b>
<b>Parte V Textos de Suporte</b>	<b>179</b>
<b>Referências</b>	<b>181</b>
<b>Apêndices</b>	<b>191</b>
<b>A Sistemas de Distribuição Utilizados para Testes</b>	<b>193</b>
A.1 Sistema A . . . . .	193
A.2 Sistema B . . . . .	196
A.3 Sistema C . . . . .	196
<b>B Cálculo das Condições Iniciais do Modelo Fasorial Proposto</b>	<b>199</b>



## Parte I

# Desempenho Dinâmico de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica



## *Capítulo 1*

---

# Introdução

---

Desde as primeiras instalações elétricas realizadas no final do século XIX, o consumo de energia elétrica vem gradativamente aumentando no mundo. Atualmente, o desenvolvimento das principais economias no mundo está diretamente atrelado ao próprio setor elétrico destas, dado que a energia elétrica é um insumo básico para a produção da maioria dos bens e serviços no contexto mundial. Além disso, as proporções tomadas pelos sistemas de energia elétrica são grandes o suficientes para que se possa dizer que o próprio bem-estar dos cidadãos está atualmente atrelado à disponibilidade de energia elétrica. Sendo assim, os sistemas elétricos de potência (SEP) recebem destaque não somente nos centros de operação, mas também são alvo de políticas internas, nacionais, e internacionais, o que torna imprescindível a associação de um alto grau de inovação a este setor para o desenvolvimento nacional.

Do ponto de vista técnico, houve um grande desenvolvimento nesta área desde o final do século XIX. Inicialmente, as instalações elétricas eram isoladas, dado que o consumo de energia elétrica era baixo e concentrado em algumas poucas áreas, sendo que o montante de geração de energia naquela época era ínfimo em relação aos dias atuais. Com o aumento do consumo e a difusão da energia elétrica, começaram a surgir grandes centrais de geração, instaladas em pontos distantes dos centros de consumo, devido à proximidade dos insumos básicos para a geração de energia elétrica, e ligadas a estes através de longas linhas de transmissão de alta tensão, formando pequenos blocos contendo geração e carga. O segundo grande passo para o desenvolvimento dos sistemas elétricos foi quando estes pequenos blocos começaram a ser interligados, dada a necessidade crescente de manter o fornecimento de energia ininterrupto para os consumidores. Tal processo foi mundialmente iniciado na década de 1950 e resultou em boa parte das características conhecidas dos SEP atualmente em operação, como a geração concentrada em grandes e isoladas centrais elétricas e a transmissão desta energia aos centros de consumo através de longas linhas de transmissão em alta tensão, na sua maior parte de corrente alternada, sendo uma pequena parcela operada em corrente contínua.

Entretanto, a busca por uma maior diversificação da matriz energética nos países desenvolvidos e em desenvolvimento em todo o mundo resultou em uma grande procura pela geração de energia elétrica através de fontes renováveis de energia e também por um processo de geração mais eficiente desta energia. Como estas duas formas de geração eram, na época, procedimentos totalmente novos, estes empreendimentos foram caracterizados pela instalação de usinas de pequeno porte (em relação às grandes centrais elétricas em operação), o que mudou o paradigma da operação dos SEP. Esta busca de diversificação, que teve início na década de 90 e perdura até os dias atuais, tem com principal representante o agente de geração distribuída (GD).

Como este é um processo ainda em andamento, a própria definição de GD ainda não é uma unanimidade mundial (JENKINS et al., 2000; ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001). Entretanto, pode-se dizer basicamente que ela está associada à geração de energia elétrica em níveis de sub-transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo que, por ser normalmente de pequeno porte, não é centralmente despachada. Ainda, a definição de geração distribuída independe do fato desta ser uma usina térmica, hídrica, ou se utilizar de fontes de energia renováveis ou não, já que muitos empreendimentos de cogeração são usinas térmicas, sendo caracterizadas por serem geradores distribuídos uma vez que buscam uma maior eficiência na geração de energia elétrica através da utilização do calor gerado na usina para outros fins, como o aquecimento. Estes geradores distribuídos já estão instalados em diversos países de todo o mundo (JENKINS et al., 2000; SHINJI; YOKOYAMA; HAYASHI, 2009; WANG; ZHONG, 2009), incluindo o Brasil (GRANVILLE et al., 2009). Dentro do contexto nacional, o estado de São Paulo possui posição de destaque (SOUZA MACHADO, 2004), devido ao grande desenvolvimento do setor sucroalcooleiro neste estado, que culminou na difusão das usinas de cogeração, muitas destas conectadas aos sistemas públicos de distribuição e sub-transmissão de energia elétrica. No estado de São Paulo, para se ter uma ideia, a potência instalada para a produção de energia elétrica a partir do bagaço da cana-de-açúcar era superior a 1,5 GW no ano de 2005, dos quais cerca de 600 MW foram comercializados junto a distribuidoras do setor elétrico do estado, enquanto que o restante foi utilizado para suprir a demanda requerida pelas próprias usinas alcooleiras.

Entretanto, por ainda ser, de certa forma, uma novidade, a inclusão da GD nos sistemas de sub-transmissão e distribuição de energia elétrica resulta em diversos desafios para as empresas que operam estas redes de médias e baixas tensões. Em primeiro lugar, tais sistemas foram instalados muito antes da utilização do advento da GD, e, sendo assim, não foram projetados para serem circuitos ativos. Em segundo lugar, as características dos sistemas de distribuição são bastante diferentes das características dos sistemas de transmissão, como, por exemplo, suas linhas são normalmente curtas e a carga total é normalmente diferente nas três fases do sistema (carga desequilibrada) (KERSTING, 2002). Em terceiro lugar, as empresas que operam as redes de médias e baixas tensões não



possuem pessoal qualificado, normas atualizadas e ferramentas suficientemente completas para lidarem com os desafios técnicos oriundos da instalação de geradores distribuídos. Deste modo, a comunidade internacional vêm estudando os impactos da GD nos sistemas de média e baixa tensão e propondo soluções para os problemas existentes. Já se sabe que tal modalidade de geração exige esquemas especiais de proteção, como esquemas de detecção de ilhamento, por exemplo, bem como a modificação de esquemas de controle dos níveis de tensão das barras da rede e a criação de normas de regulamentação e despacho de geração específicos (WALLING et al., 2008).

Ainda assim, restam muitos desafios a serem solucionados para que a operação destes geradores possa ser a mais eficiente possível, uma vez que esta operação até recentemente era consensualmente realizada de forma que qualquer perturbação observada pelos geradores deveria retirá-los dos sistemas públicos aos quais estavam conectados. O motivo deste consenso está no fato de que, conforme mencionado anteriormente, a GD não é centralmente despachada, sendo que, ao mesmo tempo, os danos a terceiros oriundos de problemas no sistema elétrico são ainda de responsabilidade da empresa distribuidora de energia elétrica, a qual não pode se responsabilizar pela operação deste gerador, já que este é, normalmente, um empreendimento particular. Todavia, com a difusão destes geradores ao redor do mundo, estes passaram a possuir certa importância em outras questões inicialmente deixadas de lado, incluindo as de auxílio na estabilidade do sistema elétrico e na restauração de sistemas elétricos de potência. Em 2006, por exemplo, ocorreram problemas no sistema elétrico italiano que foram disseminados por grande parte da Europa, deixando mais de 15 milhões de europeus sem energia elétrica (UCTE, 2007). Tal blecaute foi ocasionado pela perda de uma importante linha de transmissão e consequente déficit de geração em grande parte do sistema, resultando em uma diminuição da frequência do sistema. Uma das conclusões finais que ficaram deste acontecimento é que as proporções do blecaute poderiam ter sido muito menores se os geradores conectados no nível de distribuição tivessem permanecido conectados após a perturbação ocorrida, fato que não aconteceu dado o consenso na operação supracitado. Uma das recomendações finais do relatório oficial dos operadores do sistema europeu foi a seguinte (UCTE, 2007, p. 62):

*As exigências a serem cumpridas pelas unidades de geração conectadas à rede de distribuição devem ser as mesmas em termos do comportamento durante variações de frequência e tensão das unidades conectadas à rede de transmissão. Estas exigências devem também ser aplicadas às unidades já conectadas a redes de transmissão e distribuição.*

Tal recomendação evidencia a necessidade de desenvolvimento de procedimentos de operação, proteção e controle dos geradores distribuídos. Dentro deste contexto, os estudos de estabilidade de SEP possuem grande importância, pois a estabilidade destes geradores é essencial para uma operação segura e confiável dos sistemas aos quais estão

conectados, incluindo a observação de critérios mínimos, como o amortecimento das oscilações eletromecânicas. Entretanto, os estudos de estabilidade atualmente utilizados para análise de sistemas de distribuição com geradores distribuídos ainda embasam-se em critérios desenvolvidos para os SEP quando estes ainda estavam em fase de interligação (HEFFRON; PHILLIPS, 1952; CONCORDIA; CRARY; LYONS, 1938; CONCORDIA, 1944; CONCORDIA; CRARY; MAGINNISS, 1946; DEMELLO; CONCORDIA, 1969; KUNDUR, 1994; SAUER; PAI, 1998; ANDERSON; FOUAD, 2002). Tais critérios incluem, por exemplo, a consideração de uma rede equilibrada, e esta tem sido utilizada mundialmente para a análise de sistemas de geração distribuída, mesmo quando conectadas em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) (EDWARDS et al., 2000; FREITAS et al., 2005; KUIAVA et al., 2008; CALDERARO et al., 2009). Esta consideração deve-se à dificuldade na modelagem deste desequilíbrio, especialmente em sistemas de grande porte, uma vez que resulta em um conjunto de variáveis maior, incluindo uma série de desafios do ponto de vista matemático. Alguns trabalhos citam inclusive a necessidade do desenvolvimento de ferramentas que considerem tal característica (HUANG, 2006), mas reconhecem a dificuldade no desenvolvimento destas, o que mostra que tal assunto ainda encontra-se em aberto para discussão e desenvolvimento.

Por outro lado, deve-se entender as implicações que resultam da hipótese de um gerador manter-se conectado a um SDEE durante e após uma perturbação, de forma que seja possível antever eventuais outros problemas oriundos desta escolha. Uma destas questões é a qualidade da energia elétrica (QEE) do SDEE ao qual a GD está conectada. Antigamente, como os geradores conectavam-se a redes de transmissão eletricamente afastados dos centros de carga, não havia esta preocupação. Entretanto, a GD está conectada muito próxima aos centros de carga (e inclusive dentro destes próprios centros), e, logo, a qualidade da energia entregue aos consumidores passa a ser de grande importância, especialmente no período citado, durante e após uma perturbação no sistema. Neste contexto, diversos trabalhos foram realizados nos últimos anos na tentativa de analisar os efeitos de uma GD na QEE de um SDEE (JENKINS et al., 2000; DUGAN et al., 2002; MAREI; EL-SAADANY; SALAMA, 2004; BOLLEN; HÄGER, 2005; WALLING et al., 2008; CALDERARO et al., 2009). Entretanto, a maioria destes trabalhos preocupa-se somente com os critérios de regime permanente relacionados à QEE de um SDEE. Alguns poucos trabalhos (KUIAVA et al., 2008) tentam relacionar o desempenho transitório de GDs à QEE, mas oferecem poucos subsídios para uma conclusão mais geral sobre o problema e mitigação do mesmo. Assim, fica evidente que a questão da QEE durante o transitório de geradores distribuídos (durante e após uma perturbação no sistema) permanece como uma questão em aberto, sendo sequer difundida no meio.

Em termos mundiais, pode-se afirmar que a tendência de aplicação da geração distribuída está na conexão de fontes primárias de energia nas redes de distribuição através de inversores, dado que muitas destas fontes primárias não produzem energia elétrica através

de máquinas rotativas (e se produzem, estas podem não ser síncronas) (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004). Assim, grande parte das técnicas desenvolvidas e dos conhecimentos difundidos no contexto da geração distribuída foram direcionados para fontes de geração com estas características<sup>1</sup>. Contudo, deve-se salientar que, no contexto brasileiro, a geração distribuída é praticamente em sua maioria composta por geradores síncronos conectados a sistemas de distribuição de energia elétrica<sup>2</sup>. Na verdade, esta também é a realidade de muitos outros países como a China e o Japão (GRANVILLE et al., 2009; SHINJI; YOKOYAMA; HAYASHI, 2009; WANG; ZHONG, 2009). Nestes casos, os problemas supracitados resumem-se ao estudo das oscilações eletromecânicas, no contexto da estabilidade, e dos efeitos de um gerador síncrono distribuído (GSD) na QEE do sistema estudado. Neste contexto, este déficit de atenção às duas questões levantadas advém principalmente do fato de que poucos geradores distribuídos estão autorizados a operar em paralelo com outros geradores em uma mesma rede de distribuição. Assim, há um consenso de que oscilações eletromecânicas mal amortecidas não devem ocorrer de forma geral nos SDEE atuais. Entretanto, muito desta visão é decorrente da questionável percepção empírica de que estas oscilações de um GSD são normalmente bem amortecidas, de forma que problemas de estabilidade raramente podem ocorrer. Este tópico já foi estudado por alguns autores (KUIAVA et al., 2008), de forma que hoje sabe-se que é possível o aparecimento de oscilações eletromecânicas mal amortecidas devido a um GSD.

Resta ainda aprofundar tais conhecimentos, excluindo as simplificações citadas nos estudos de estabilidade e aumentando a abrangência dos mesmos até os problemas de qualidade de energia observados no período transitório do sistema. Com estas melhorias, fica evidente a possibilidade do aumento na produção de energia elétrica através de geradores síncronos distribuídos, com cada vez mais segurança e confiabilidade. É exatamente neste contexto que enquadra-se este trabalho, sendo que os objetivos do mesmo estão apresentados a seguir, assim como a estrutura deste trabalho.

## 1.1 Objetivos

Tendo em vista o contexto supracitado, os objetivos desta tese de doutorado são os seguintes:

- Apresentar uma ferramenta de análise da estabilidade a pequenas perturbações (EAPP) para sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos, incluindo suas peculiaridades como o desequilíbrio da carga, baseada em métodos de estimação modal;

---

<sup>1</sup>Vide (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001; EL-KHATTAM; SALAMA, 2004) e as citações que estes trabalhos receberam.

<sup>2</sup>Como este trabalho enquadra-se exatamente neste contexto, o termo “Geração Distribuída” será utilizado no restante deste trabalho considerando a geração através de geradores síncronos, indiscriminadamente.

- Apresentar um modelo fidedigno às características dos sistemas de distribuição para estudos de estabilidade a pequenas perturbações, incluindo o efeito do desequilíbrio da carga;
- Determinar os fenômenos de qualidade de energia elétrica que podem ser causados por oscilações eletromecânicas em sistemas de distribuição de energia elétrica;
- Desenvolver um procedimento de projeto de controladores para o amortecimento das oscilações eletromecânicas, de forma que a utilização destes possa garantir não apenas a segurança de funcionamento do sistema diante da conexão de um novo gerador, mas, também, que esta conexão não cause uma deterioração da qualidade da energia fornecida aos consumidores.

## 1.2 Estrutura do Trabalho

Dada a natureza desta tese de doutorado, que apresenta problemas relacionados à operação de GSD e busca a solução para dois destes problemas, este trabalho está dividido em 4 partes importantes, cada uma com um objetivo, de acordo com a estrutura a seguir:

- A Parte I é meramente motivacional, sendo que nesta são apresentados estudos de caso que mostram o porquê da concepção deste trabalho:
  - No Capítulo 2 é apresentado um estudo de caso mostrando que baixos níveis de amortecimento podem ser observados tanto em SDEE contendo GSD operando com o controle da tensão terminal como operando com a regulação do seu fator de potência;
- A Parte II apresenta métodos e modelos desenvolvidos para o estudo de estabilidade a pequenas perturbações em sistemas elétricos de potência, quando da operação de sistemas desequilibrados:
  - No Capítulo 3 é apresentada uma breve revisão bibliográfica sobre a operação de geradores síncronos em condições de desequilíbrio de carga;
  - No Capítulo 4 é apresentada uma estrutura para a análise da EAPP em SDEE com desequilíbrio da carga e GSD baseada em métodos de estimação modal;
  - No Capítulo 5 é apresentado o modelo fasorial desenvolvido para estudos de estabilidade;
  - No Capítulo 6 o modelo desenvolvido é linearizado em torno de um ponto de equilíbrio<sup>3</sup>, referente ao estudo de EAPP;

---

<sup>3</sup>É importante ressaltar que, na prática, um sistema trifásico desequilibrado com geradores síncronos não opera em um ponto de equilíbrio estável, mas sim em uma órbita periódica (estável), visto que a sua

- No Capítulo 7 são apresentados os resultados obtidos com o modelo fasorial desenvolvido e estes são comparados com os resultados obtidos através do método baseado na estimação modal;
- No Capítulo 8 são apresentadas as conclusões referentes aos métodos e modelos desenvolvidos na Parte II desta tese;
- A Parte III apresenta a relação entre as oscilações eletromecânicas e os fenômenos de qualidade da energia elétrica:
  - No Capítulo 9 são definidos os fenômenos de QEE associados às oscilações eletromecânicas (dinâmica do sistema);
  - No Capítulo 10 é apresentada uma metodologia para a avaliação do impacto dos fenômenos definidos no Capítulo 9 na QEE dos sistemas de distribuição com GSD;
  - No Capítulo 11 é apresentado um procedimento de projeto de controladores de amortecimento (PSS, do inglês *power system stabilizers*) considerando os critérios de qualidade de energia definidos no Capítulo 9;
  - No Capítulo 12 são apresentadas as conclusões referentes ao impacto das oscilações eletromecânicas na QEE de SDEE com geradores distribuídos;
- A Parte IV apresenta as conclusões finais desta tese de doutorado, bem com sugestões de trabalhos futuros.
- A Parte V apresenta textos complementares a este trabalho que servem de suporte ao leitor:
  - No Apêndice A são apresentados os sistemas utilizados para os testes realizados neste trabalho;
  - No Apêndice B é apresentado um método para o cálculo das condições iniciais do modelo fasorial desenvolvido para SEP com desequilíbrio da carga.

---

velocidade e o seu ângulo, variáveis de estado na sua formulação, apresentam uma oscilação sustentada em regime permanente, como será melhor descrito no Capítulo 3. A linearização, neste caso, é possível de ser realizada devido ao modelo do gerador utilizado, que realiza simplificações que possibilitam a representação do mesmo através de um ponto de equilíbrio estável, sendo que a oscilação sustentada poderia ser considerada como uma dinâmica não modelada do problema.



# Efeito de Geradores Síncronos Distribuídos no Desempenho Dinâmico de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

---

O estudo do desempenho dinâmico a pequenas perturbações de SDEEs com a presença de geradores síncronos distribuídos foi pouco mencionado até os dias atuais na literatura nacional e internacional (EDWARDS et al., 2000; BUCHHOLZ; BOESE, 2003; KUIAVA et al., 2008). Isto é consequência do fato destas redes de distribuição serem normalmente consideradas como livres dos problemas de oscilações eletromecânicas, uma vez que o uso de GSD nestes sistemas é uma aplicação recente. Entretanto, alguns trabalhos já mostraram que é possível que SDEEs apresentem oscilações eletromecânicas de geradores síncronos com um amortecimento considerado baixo<sup>4</sup> (KUIAVA et al., 2008). Apesar disto, os estudos apresentados na literatura foram realizados para sistemas onde a GD opera controlando a sua tensão terminal através de um regulador automático de tensão (AVR, do inglês *Automatic Voltage Regulator*), sendo que, na verdade, em muito países tal prática ainda é incomum e até proibida (DEBLASIO; CHALMERS, 2003, 2009). Na verdade, o controle do fator de potência através de reguladores de fator de potência (PFR, do inglês *Power Factor Regulator*) é a estratégia de controle de excitação mais comumente aceita para os geradores distribuídos, de forma que a regulação da tensão e o controle de reativos do sistema passa a ser de responsabilidade da empresa de distribuição de energia elétrica, já que muitos destes próprios geradores distribuídos não são centralmente despachados (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2009).

---

<sup>4</sup>Na verdade, não existe um consenso sobre qual é o amortecimento mínimo desejável para um sistema de distribuição com geradores síncronos. Não é o objetivo desta tese determinar exatamente qual seria este limite também, sendo que será utilizado o critério existente para sistemas de transmissão, que é o de um amortecimento mínimo de 5%.

Sendo assim, este capítulo motivacional tem o objetivo de mostrar que os geradores síncronos conectados às redes de distribuição de energia elétrica podem sim resultar em oscilações eletromecânicas com amortecimento excessivamente baixo (inferior a 2%), dependendo das condições em que o sistema opera, através de um estudo de caso. Ainda, a ideia é mostrar que, mesmo quando o fator de potência da máquina é regulado (ao invés da sua tensão terminal), o amortecimento destas oscilações pode atingir valores não seguros para a operação de tais sistemas, evidenciando as diferenças existentes entre os casos onde somente regulação de tensão é realizada e os casos onde a regulação do fator de potência é realizada isoladamente ou em conjunto. Tais objetivos são motivados pela necessidade de tornar claro que estudos de estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de distribuição com geradores síncronos são sim necessários para uma operação segura de tais sistemas, dado que tais sistemas não estão livres de oscilações eletromecânicas mal amortecidas.

Ainda, as recentes pesquisas e necessidades de mercado indicam a possibilidade futura de operação destes geradores distribuídos na forma de ilhas isoladas, no âmbito de *microgrids*. Neste contexto, tal estudo apresenta-se como passo inicial para um estudo do desempenho dinâmico de sistemas ilhados. Cabe ressaltar também que os resultados apresentados neste Capítulo já foram aceitos para publicação em um periódico internacional da área (SALIM et al., 2011).

## 2.1 Cenário do Estudo

O sistema utilizado para fins de testes neste capítulo motivacional é o Sistema A, descrito no Apêndice A, sendo que diferentes níveis de geração de energia elétrica pela GD foram estudados através da inserção de novos geradores ao sistema. Através desta modificação a rede foi estudada para 16 pontos de operação distintos, com um gerador síncrono de 1 MW sendo adicionado a cada ponto de operação, e mantendo os anteriores. Todos os pontos de operação possuem o mesmo carregamento que o caso base. Desta forma, o primeiro caso estudado possui uma geração proveniente da GD de 1 MW e o último caso, 16 MW. Estes 16 casos compreendem níveis de penetração da GD totalmente distintos, que começam em 10% do carregamento total e chegam a aproximadamente 160% do mesmo. Neste trabalho, os primeiros 8 casos (até 8 geradores, incluindo o oitavo) são denotados como casos de *níveis baixos e médios de penetração*, ao passo que os casos remanescentes (de 9 a 16 geradores) são denotados por *níveis elevados de penetração*.

Os casos estudados foram separados devido às suas implicações práticas. Os casos com níveis baixos e médios de penetração estão mais relacionados a estudos de geração distribuída, onde geradores isolados (ou esparsos) podem estar injetando potência ativa para algumas das cargas do sistema. Entretanto, quando o nível de penetração é elevado, o SDEE praticamente gera toda a potência ativa que necessita para atender às



suas cargas, podendo, em alguns casos, injetar potência ativa ao sistema de transmissão/subtransmissão. Atualmente, este último caso não é muito presente na prática, e está mais relacionado ao conceito de *microgrids* (LASSETER, 2002, 2007; SALIM et al., 2011), onde a geração atende totalmente às cargas locais. Entretanto, o estudo apresentado neste trabalho não está preocupado com sistemas de controle especialmente projetados para a operação de *microgrids*. A ideia é analisar os impactos dos sistemas de controle atualmente utilizados, de forma a averiguar a possibilidade de operação confiável de *microgrids* com a tecnologia atualmente existente.

Ainda, os 16 casos estudados foram analisados considerando duas estratégias de controle de excitação (ECE), levando a três grandes conjuntos de testes:

1. Todos os GSD realizam regulação de tensão através de AVRs;
2. Todos os GSD realizam regulação de fator de potência unitário através de PFRs;
3. Alguns dos GSD realizam regulação de tensão e outros realizam regulação de fator de potência unitário;

Como recomendado em (HAJAGOS; LEE, 2005), o modelo de regulador de fator de potência é o mesmo do AVR, a saber, o IEEE ST2A (HAJAGOS; LEE, 2005), mas com o laço de realimentação sendo realizado através do fator de potência da máquina, modificando assim o sinal de entrada e o sinal de realimentação do regulador.

Com os dados previamente apresentados do sistema, os 16 diferentes casos para cada conjunto estão sumarizados na Tabela 2.1. Cada linha desta tabela apresenta as características (barra, potência, e estratégia de controle) do GSD adicionado ao sistema naquele caso. Note que no caso  $n$  os  $n - 1$  geradores dos casos 1 a  $n - 1$  também estão inclusos no sistema. O estudo foi realizado utilizando o software PacDyn MARTINS et al. (2000).

## 2.2 Análise da Estabilidade a Pequenas Perturbações – Conjunto de Testes 1 (AVR)

Nesta seção, os resultados obtidos quando a regulação de tensão é realizada nos GSD são apresentados e discutidos. A frequência,  $f$ , e a taxa de amortecimento,  $\zeta$ , dos modos de oscilação eletromecânicos (MOE) em cada um dos 16 casos referentes a este conjunto estão apresentados na Tabela 2.2. Os modos estão classificados do menos amortecido para o mais amortecido (em cada caso), sendo que os modos com amortecimento inferior a 5% estão destacados em negrito.

Tabela 2.1: Geradores síncronos distribuídos adicionados em cada caso e as suas características.

Caso	GD Adicionada		Estratégia de Controle		
	Barra	Potência	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
1	603	1 MW	AVR	PFR	AVR
2	603	1 MW	AVR	PFR	AVR
3	602	1 MW	AVR	PFR	PFR
4	602	1 MW	AVR	PFR	PFR
5	602	1 MW	AVR	PFR	PFR
6	602	1 MW	AVR	PFR	PFR
7	807	1 MW	AVR	PFR	AVR
8	807	1 MW	AVR	PFR	AVR
9	701	1 MW	AVR	PFR	PFR
10	701	1 MW	AVR	PFR	PFR
11	701	1 MW	AVR	PFR	PFR
12	701	1 MW	AVR	PFR	PFR
13	905	1 MW	AVR	PFR	AVR
14	905	1 MW	AVR	PFR	AVR
15	905	1 MW	AVR	PFR	AVR
16	905	1 MW	AVR	PFR	AVR

### 2.2.1 Níveis baixos e médios de penetração

Os casos de 1 a 8 representam casos com níveis baixos e médios de penetração da GD. Através dos resultados apresentados na Tabela 2.2 é possível observar duas tendências relacionadas aos modos menos amortecidos. Primeiro, a sua frequência diminui com a inclusão de novos geradores, indicando que este modo está associado de forma significativa a todos os geradores em operação, fato que é confirmado através da análise dos fatores de participação (PAGOLA; PÉREZ-ARRIAGA; VERGHESE, 1989; KUNDUR, 1994). Segundo, quando geração é adicionada a um parque (barra) de geração, a taxa de amortecimento tende a diminuir<sup>5</sup>. Basicamente, existe sempre pelo menos um modo mal amortecido em todos os casos estudados, sendo que o modo é considerado mal amortecido quando  $\zeta < 5\%$ <sup>6</sup>. O novo gerador inserido no caso 7 adiciona um modo severamente mal amortecido ao sistema, com um amortecimento inferior a 2%. Este resultado sugere que a potência total injetada por um dado gerador pode ser limitada devido a critérios de estabilidade a pequenas perturbações, dependendo inclusive da sua localização no sistema, por mais que as distâncias elétricas envolvidas em sistemas de distribuição sejam menores do que em sistemas de transmissão. Ainda, é possível mostrar que, para outros pontos de operação diferentes, o sistema é instável devido a este mesmo MOE. Deve-se salientar também que o modo 2, dos casos 7 e 8, deve ser comparado com o modo 1, dos casos 1 a 6, já que este é modo correspondente para estes casos, conforme determinado através de

<sup>5</sup>Os únicos casos em que esta observação não se aplica são os caso 3 e 8, onde o amortecimento do modo 1 aumenta, que é uma particularidade da configuração/modificação neste sistema.

<sup>6</sup>Tal critério é comumente utilizado para sistemas de geração/transmissão de energia elétrica e também foi considerado neste trabalho para fins de comparação.

Tabela 2.2: Modos de oscilação eletromecânicos obtidos com a regulação de tensão através de AVRs (conjunto 1).

Modo	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4		Caso 5		Caso 6		Caso 7		Caso 8	
	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]
<b>1</b>	<b>3,72</b>	<b>4,61</b>	<b>2,97</b>	<b>4,23</b>	<b>2,56</b>	<b>4,48</b>	<b>2,31</b>	<b>4,01</b>	<b>2,12</b>	<b>3,94</b>	<b>1,97</b>	<b>3,94</b>	<b>2,49</b>	<b>1,57</b>	<b>2,08</b>	<b>2,37</b>
<b>2</b>	–	–	5,35	6,79	5,45	6,44	5,45	6,44	5,45	6,44	5,45	6,44	<b>1,88</b>	<b>3,83</b>	<b>1,68</b>	<b>3,15</b>
<b>3</b>	–	–	–	–	4,88	10,14	5,06	7,19	5,07	6,79	5,08	6,61	5,45	6,44	5,45	6,44
<b>4</b>	–	–	–	–	–	–	5,06	8,30	5,11	7,87	5,14	7,70	5,09	6,55	5,09	6,51
<b>5</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	5,11	7,87	5,14	7,70	5,16	7,52	5,19	7,40
<b>6</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	5,14	7,70	5,16	7,52	5,19	7,40
<b>7</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	5,16	7,52	5,19	7,40
<b>8</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4,97	8,37
Modo	Caso 9		Caso 10		Caso 11		Caso 12		Caso 13		Caso 14		Caso 15		Caso 16	
	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]
<b>1</b>	<b>2,08</b>	<b>2,35</b>	<b>2,07</b>	<b>2,32</b>	<b>2,06</b>	<b>2,29</b>	<b>2,06</b>	<b>2,25</b>	<b>2,05</b>	<b>2,21</b>	<b>2,04</b>	<b>2,17</b>	<b>2,02</b>	<b>2,13</b>	<b>2,01</b>	<b>2,08</b>
<b>2</b>	<b>1,68</b>	<b>3,14</b>	<b>1,68</b>	<b>3,15</b>	<b>1,67</b>	<b>3,18</b>	<b>1,67</b>	<b>3,21</b>	<b>1,66</b>	<b>3,25</b>	<b>1,66</b>	<b>3,31</b>	<b>1,65</b>	<b>3,37</b>	<b>1,65</b>	<b>3,45</b>
<b>3</b>	5,45	6,44	4,30	6,23	4,02	5,95	3,79	5,71	3,59	5,46	3,35	5,15	3,13	4,85	2,94	4,61
<b>4</b>	5,09	6,52	5,45	6,44	5,45	6,44	5,45	6,44	5,45	6,44	4,44	6,35	4,34	6,19	4,29	6,08
<b>5</b>	4,69	6,52	5,09	6,52	5,09	6,52	5,09	6,52	5,09	6,52	5,45	6,44	5,45	6,44	5,45	6,44
<b>6</b>	5,18	7,42	5,15	7,21	5,14	7,26	5,13	7,29	4,68	6,58	5,09	6,52	5,09	6,52	5,09	6,52
<b>7</b>	5,18	7,42	5,18	7,42	5,14	7,26	5,13	7,29	5,12	7,32	5,13	7,27	5,15	7,21	5,16	7,16
<b>8</b>	5,18	7,42	5,18	7,42	5,18	7,42	5,13	7,29	5,12	7,32	5,13	7,27	5,15	7,21	5,16	7,16
<b>9</b>	4,97	8,39	5,18	7,42	5,18	7,42	5,18	7,42	5,12	7,32	5,13	7,27	5,15	7,21	5,16	7,16
<b>10</b>	–	–	4,97	8,39	4,97	8,39	5,18	7,42	5,18	7,42	5,11	7,39	5,18	7,42	5,18	7,42
<b>11</b>	–	–	–	–	–	–	5,18	7,42	5,18	7,42	5,18	7,42	5,18	7,42	5,18	7,42
<b>12</b>	–	–	–	–	–	–	4,97	8,39	4,97	8,39	5,18	7,42	5,18	7,42	5,18	7,42
<b>13</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	4,97	8,39	5,18	7,42	5,10	7,46	5,09	7,49
<b>14</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4,97	8,39	5,10	7,46	5,09	7,49
<b>15</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4,97	8,39	5,09	7,49
<b>16</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4,97	8,38

Tabela 2.3: Estados dominantes do caso 8 quando utilizando regulação de tensão.

Modo	Estados dominantes
1, 2	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}$ , $g_{602_{1,2,3,4}}$ , $g_{807_{1,2}}$
3	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}$
4	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}$ , $g_{602_{1,2,3,4}}$
5, 6, 7	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{602_{1,2}}$
8	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{807_{1,2}}$

uma análise de fatores de participação.

É possível ainda realizar uma correlação direta dos modos observados com as definições existentes para sistemas de geração e transmissão de energia elétrica. Neste caso, os modos 1 e 2 poderiam ser classificados como *modos globais*, já que estão associados a todos os geradores presentes no sistema. Entretanto, estes não são os únicos modos significativamente associados a todos os geradores em operação no sistema. Para um melhor entendimento desta característica, os estados dominantes de cada modo de oscilação (do caso 8) foram determinados utilizando o cálculo dos fatores de participação (KUNDUR, 1994) e estão mostrados na Tabela 2.3. Nesta tabela,  $g_{k_{m,n}}$  refere-se aos geradores  $m$  e  $n$  conectados à barra  $k$ . Na verdade, três modos são significativamente afetados por todos os estados mecânicos ( $\omega$  e  $\delta$ , a velocidade e o ângulo mecânicos, respectivamente) da maioria dos GSD presentes no sistema: modos 1, 2, e 4. Uma análise mais detalhada através dos *mode shapes* (KUNDUR, 1994) mostra que no modo 2 todos os geradores oscilam coerentemente, ao passo que nos modos 1 e 4 os geradores oscilam uns contra os outros (grupos de geradores em uma barra contra grupos de geradores em outras barras).

Entretanto, classificar estes modos de maneira mais completa utilizando as definições já existentes para sistemas de geração/transmissão (KUNDUR, 1994) não é uma tarefa simples. Inicialmente, seria intuitivo classificar os modos 1 e 4 como *interárea*, já que os mesmos envolvem diferentes parques de geração oscilando uns contra os outros. Uma análise mais refinada, entretanto, leva a outras conclusões. Primeiro porque a definição clássica de modo interárea está relacionada à oscilação em oposição de diferentes áreas de controle, e não simplesmente geradores, o que não acontece no caso estudado, já que nem sequer foram definidas áreas de controle. Segundo porque os modos interárea estão associados também a sistemas interconectados, o que também não é o caso, visto que o sistema analisado é radial (topologia mais comum de sistemas de distribuição).

Devido a estas observações, pode-se concluir que estes modos não são modos interárea típicos. Também não é um objetivo deste trabalho o de definir uma nomenclatura clara para cada modo de oscilação observado em sistemas de geração distribuída. Assim, devido à falta de uma definição melhor, os modos 1 e 4 são classificados neste artigo como *modos locais* associados a mais de um parque de geração. Desta forma, o modo 4, por exemplo, é um modo local associado aos parques de geração nas barras 603, já que ele apresenta uma oscilação contra o restante do sistema. Entretanto, este é também um

modo local associado ao parque de geração conectado à barra 602, pelos mesmos motivos. A associação dos parques de geração 602 e 603 a este modo local, e não o modo 807, é realizada sabendo-se que estes dois parques são os que possuem maior relevância para este modo, como mostrado pelos seus fatores de participação e *mode shapes*. Este conceito será ilustrado e explicado com maiores detalhes nas seções subsequentes.

Esta analogia realizada também é reforçada pelas outras características observadas. Primeiro, os outros 5 modos neste caso (caso 8) são todos modos intraplanta: um para o parque de geração 603 (modo 3), três para o parque de geração conectado à barra 602 (modos 5, 6, e 7) e um para o parque na barra 807 (modo 8). Isto também mostra que inexitem, neste sistema, modos locais de oscilação para um parque isolado de geração. Os únicos modos onde todos os geradores oscilam coerentemente em um mesmo parque de geração são os modos 1, 2, e 4.

Estas observações levam às seguintes conclusões em relação aos MOEs do sistema estudado quando o nível de penetração de GD é baixo ou médio.

1. O sistema inteiro apresenta um modo em que todos os geradores do sistema oscilam coerentemente. Este modo é um modo global de todo o sistema de distribuição contra o sistema equivalente de transmissão. A taxa de amortecimento deste modo tende a diminuir à medida que novos geradores são adicionados a um parque de geração do sistema.
2. O sistema inteiro possui  $n_a - 1$  modos ( $n_a$  é o número total de parques de geração operando no sistema) em que alguns parques de geração oscilam coerentemente contra outros parques de geração. Realizando uma analogia com o sistema de geração/transmissão, estes modos seriam modos locais relacionados a mais de um parque de geração.
3. Cada barra contendo GD apresenta  $n_b - 1$  modos ( $n_b$  é o número total de geradores na barra  $b$ ) em que todos os geradores nesta barra oscilam uns contra os outros. Estes modos são efetivamente modos intraplanta relacionados a cada parque de geração.

Apesar das conclusões supracitadas terem sido obtidas através de simulações em um sistema específico, elas também devem se aplicar a um sistema qualquer de distribuição de energia com topologia radial, uma vez que esta característica é que caracteriza as conclusões aqui observadas. Cabe ressaltar que a denominação de modos locais é realizada aqui para melhor explicar o comportamento do sistema. As características observadas na conclusão 2 não são exatamente as mesmas que definem um modo local em sistemas típicos de geração/transmissão.

Tabela 2.4: Estados dominantes do caso 16 quando utilizando regulação de tensão.

Modo	Estados dominantes
1	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}$ , $g_{602_{1,4}}$ , $g_{807_{1,2}}$ , $g_{905_{1,4}}$ , $g_{701_{1,4}}$
2	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}$ , $g_{602_{1,4}}$ , $g_{807_{1,2}}$
3	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}$ , $g_{602_{1,4}}$ , $g_{905_{1,4}}$ , $g_{701_{1,4}}$
4	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{905_{1,4}}$ , $g_{701_{1,4}}$
5	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}$
6	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}$ , $g_{602_{1,4}}$
7, 8, 9	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{701_{1,4}}$
10, 11, 12	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{602_{1,4}}$
13, 14, 15	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{905_{1,4}}$
16	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{807_{1,2}}$

### 2.2.2 Níveis elevados de penetração

Os casos 9 à 16 compreendem casos com elevados níveis de penetração da GD. Dos resultados apresentados na Tabela 2.2, uma tendência diferente daquela observada em relação ao modo 2 pode ser verificada: com o aumento do número de GSD, a frequência de oscilação se mantém praticamente constante e a taxa de amortecimento tende a aumentar. Os outros dois modos menos amortecidos (1 e 3) tenderam a diminuir tanto o amortecimento quanto a frequência de oscilação, assim como observado para os casos com baixa e média penetração da GD. Esta resposta provavelmente deve-se ao fato de que o nível de penetração da GD está sendo aumentado através da inclusão de novos geradores, o que leva a um aumento da inércia equivalente do sistema. Além disto, pelo menos dois dos três modos em questão são mal amortecidos em cada caso, incluindo casos com um amortecimento mínimo menor do que 2,1%.

Em relação à analogia apresentada anteriormente entre os modos globais, locais e intraplanta e os modos observados, esta ainda é válida para este nível de penetração, como mostrado na análise dos fatores de participação, cujos resultados estão mostrados na Tabela 2.4 para o caso 16, juntamente com uma análise dos *mode shapes*. Note que, neste caso particular, os modos 2, 3, 4, e 6 são fortemente afetados pelos estados mecânicos de alguns geradores, mas não todos eles. Devido à grande proximidade elétrica entre as barras 602 e 603, os estados mecânicos nestas barras afetam fortemente um dos modos (modo 6), ao passo que a grande proximidade elétrica entre as barras 905 e 701 resulta em um modo fortemente afetado pelos estados mecânicos destas barras (modo 4). Entretanto, todos estes estados afetam significativamente os MOEs menos amortecidos (modos 1, 2, e 3).

De forma a caracterizar mais profundamente os MOEs menos amortecidos, os *mode shapes* e os fatores de participação dos modos 1 e 2 estão ilustrados nas Figuras 2.1 e 2.2, respectivamente. Através destas figuras é possível observar a característica coerente das oscilações relativas ao modo 2 e a característica de oposição das oscilações do modo 1. Além disso, os estados mais dominantes são os mesmos nos dois modos: os estados

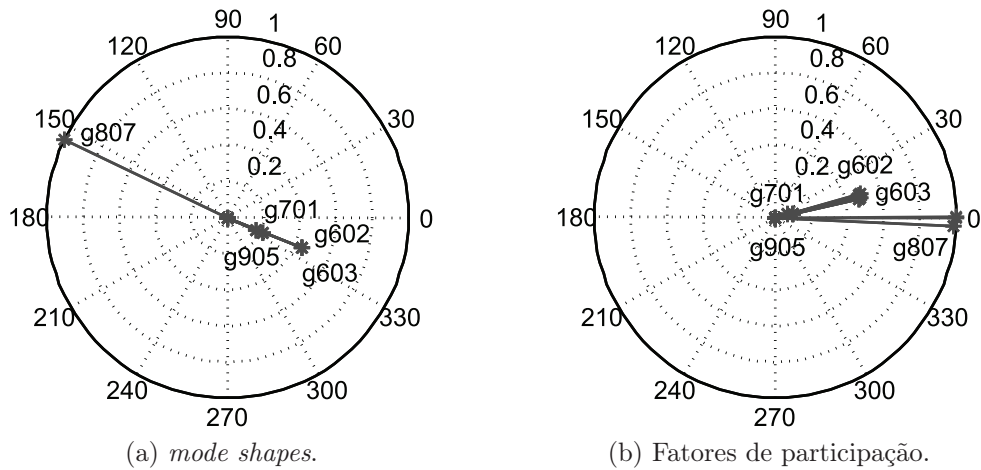


Figura 2.1: *Mode shapes* e fatores de participação associados ao modo 1 do caso 16 com AVR.

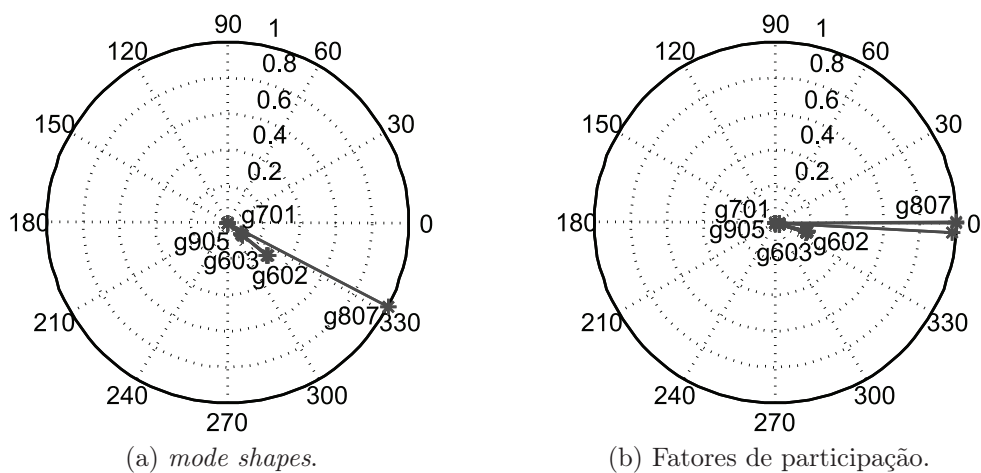


Figura 2.2: *Mode shapes* e fatores de participação associados ao modo 2 do caso 16 com AVR.

relativos aos geradores conectados às barras 807, 602, e 603. No modo 3, entretanto, os estados dominantes são relativos aos geradores nas barras 905 e 701. O estudo dos *mode shapes* e dos fatores de participação do modo 1 podem ser utilizados para classificar o modo 1 (caso 16) como um modo local, com a definição utilizada neste trabalho, dos geradores conectados às barras 807, 603, e 602.

Os MOEs observados e as suas características levam a conclusões similares às observadas nos casos com baixos e médios níveis de penetração da GD. Com um alto nível de penetração, entretanto, mais MOEs mal amortecidos relacionados à GD podem aparecer. Neste caso, estes representam não somente uma oscilação coerente entre os geradores, mas também oscilações em oposição de cada parque de geração.

## 2.3 Análise da Estabilidade a Pequenas Perturbações

### – Conjunto de Testes 2 (PFR)

Esta seção apresenta e discute os resultados obtidos quando a regulação unitária de fator de potência é realizada em todos os GSD. Os MOEs em cada um dos 16 casos estão apresentados na Tabela 2.5. Além da apresentação e discussão destes resultados, as próximas subseções apresentam uma comparação dos resultados observados neste conjunto de casos com os observados no conjunto de testes 1.

#### 2.3.1 Níveis baixos e médios de penetração

Quando a regulação unitária de fator de potência é realizada, as principais características dos modos menos amortecidos são mantidas, em relação ao caso com regulação de tensão. Uma diferença, entretanto, refere-se ao caso em que o oitavo gerador é incluído no sistema (caso 7). Neste caso (caso 8), o modo menos amortecido é o modo global<sup>7</sup>.

Em relação aos outros modos de oscilação observados, as mesmas conclusões previamente observadas para o caso com AVR ainda são válidas para este caso: os modos menos amortecidos são os relacionados a todos os estados mecânicos dos GSDs, oscilando coerentemente ou em oposição. Além disso, todos os modos intraplanta dos diferentes parques de geração possuem exatamente a mesma frequência e o mesmo amortecimento, como era esperado.

#### 2.3.2 Níveis elevados de penetração

À medida que o nível de penetração da GD aumenta, as mesmas tendências observadas para os casos com níveis baixos e médios de penetração continuam a dominar a resposta do sistema, como apresentado na Tabela 2.5. Como observado para os casos com AVR e níveis elevados de penetração (modo 2), com o aumento do número de GDs, o amortecimento do modo 1 também tende a aumentar, ao passo que a sua frequência de oscilação mantém-se aproximadamente constante<sup>8</sup>. Neste caso, os MOEs menos amortecidos também estão relacionados com todos os GSDs.

As principais diferenças entre estes casos e os casos com uma alta penetração de GDs equipadas com AVRs estão relacionadas aos *mode shapes* e aos fatores de participação. As Figuras 2.3 e 2.4 apresentam os *mode shapes* e fatores de participação associados respectivamente para os modos 1 e 2 relacionados ao caso 16. Comparando-se estes dados com os observados na seção anterior (casos com AVR), é possível observar uma discrepância que pode ser significativa para a análise dos sistemas elétricos. Primeiramente, o modo

<sup>7</sup>Na verdade, somente no caso 7 é que o modo global não é o menos amortecido, sendo que o modo global, neste caso em específico, é o modo 2.

<sup>8</sup>Deve-se notar que o modo 1 do caso com PFR deve ser comparado com o modo 2 do caso com AVR (estes são os modos globais de ambos os casos) e vice-versa.



Tabela 2.5: Modos de oscilação eletromecânicos obtidos com a regulação de fator de potência através de PFRs (conjunto 2).

Modo	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4		Caso 5		Caso 6		Caso 7		Caso 8	
	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]
1	3,47	5,64	2,84	4,81	2,51	4,44	2,27	4,26	2,09	4,18	1,95	4,14	2,51	1,02	1,56	2,24
2	-	-	4,95	7,59	4,89	7,35	4,88	7,20	4,89	7,09	4,91	7,01	1,85	3,63	2,14	2,91
3	-	-	-	-	5,01	7,50	5,07	7,42	5,11	7,35	5,16	7,29	4,93	6,98	5,81	6,48
4	-	-	-	-	-	-	5,07	7,42	5,11	7,35	5,16	7,29	5,18	7,26	4,95	6,96
5	-	-	-	-	-	-	-	-	5,11	7,35	5,16	7,29	5,18	7,26	5,20	7,24
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,16	7,29	5,18	7,26	5,20	7,24
7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,18	7,26	5,20	7,24
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,20	7,24

Modo	Caso 9		Caso 10		Caso 11		Caso 12		Caso 13		Caso 14		Caso 15		Caso 16	
	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]
1	1,55	2,21	1,55	2,20	1,54	2,21	1,54	2,23	1,53	2,26	1,53	2,30	1,52	2,35	1,52	2,40
2	2,14	2,88	2,13	2,86	2,12	2,83	2,11	2,81	2,10	2,78	2,09	2,75	2,08	2,72	2,06	2,69
3	5,81	6,48	4,30	6,33	4,02	6,01	3,80	5,75	3,60	5,52	3,36	5,18	3,15	4,86	2,96	4,61
4	4,66	6,76	5,81	6,48	5,81	6,48	5,81	6,48	5,81	6,48	4,46	6,36	4,36	6,22	4,30	6,16
5	4,95	6,96	4,95	6,96	4,95	6,96	4,95	6,96	4,67	6,70	5,81	6,48	5,81	6,48	5,81	6,48
6	5,20	7,24	5,20	7,24	5,20	7,24	5,20	7,24	4,95	6,96	4,95	6,96	4,95	6,96	4,95	6,96
7	5,20	7,24	5,20	7,24	5,20	7,24	5,20	7,24	5,20	7,24	5,20	7,24	5,19	7,24	5,19	7,24
8	5,20	7,24	5,20	7,24	5,20	7,24	5,20	7,24	5,20	7,24	5,20	7,24	5,19	7,24	5,19	7,24
9	5,20	7,24	5,20	7,24	5,20	7,24	5,20	7,24	5,20	7,24	5,20	7,24	5,19	7,24	5,19	7,24
10	-	-	5,13	7,33	5,13	7,32	5,14	7,32	5,20	7,24	5,20	7,24	5,19	7,24	5,19	7,24
11	-	-	-	-	5,13	7,32	5,14	7,32	5,14	7,32	5,14	7,31	5,16	7,28	5,18	7,26
12	-	-	-	-	-	-	5,14	7,32	5,14	7,32	5,13	7,32	5,16	7,28	5,18	7,26
13	-	-	-	-	-	-	5,14	7,32	5,14	7,32	5,13	7,32	5,16	7,28	5,18	7,26
14	-	-	-	-	-	-	-	-	5,14	7,32	5,13	7,32	5,13	7,33	5,18	7,26
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,13	7,32	5,13	7,33	5,13	7,33
16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,13	7,33	5,13	7,33

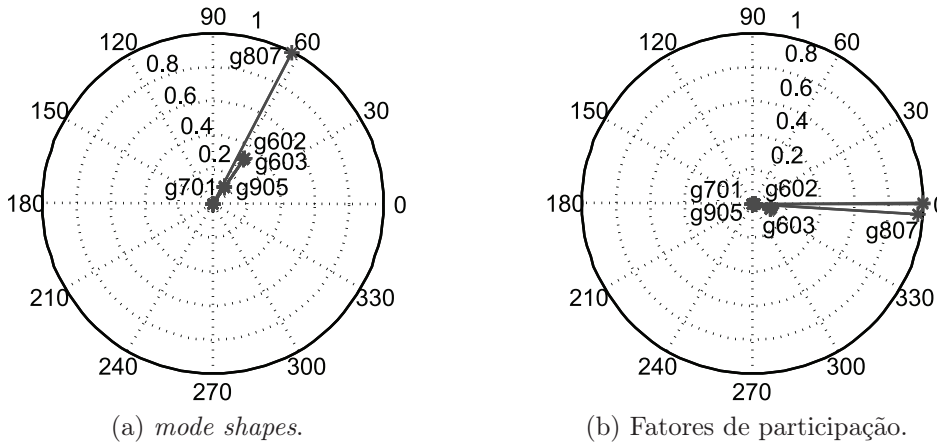


Figura 2.3: *Mode shapes* e fatores de participação associados ao modo 1 do caso 16 com PFR.

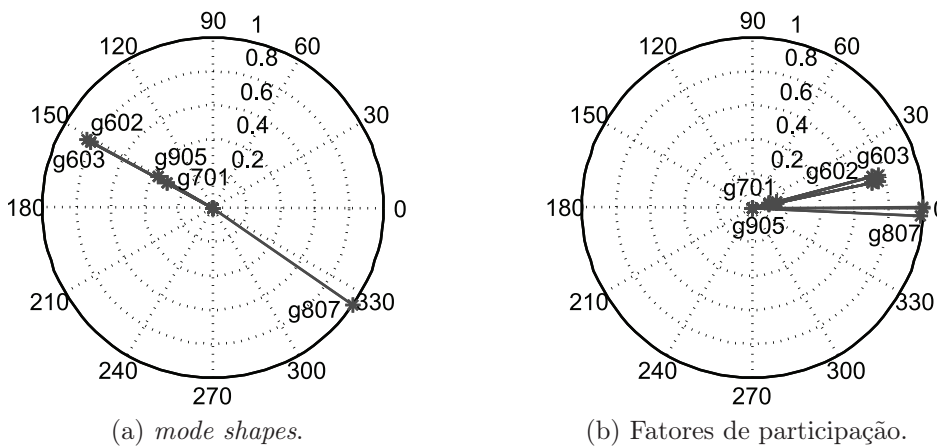


Figura 2.4: *Mode shapes* e fatores de participação associados ao modo 2 do caso 16 com PFR.

Tabela 2.6: Resíduos dos modos 1, 2, e 3 do caso 16 utilizando AVR.

Modo 1			Modo 2			Modo 3		
<i>Módulo</i>	<i>Fase</i>	<i>Gerador</i>	<i>Módulo</i>	<i>Fase</i>	<i>Gerador</i>	<i>Módulo</i>	<i>Fase</i>	<i>Gerador</i>
1,00	-51,6	$g_{807_{1,2}}$	1,00	-17,2	$g_{807_{1,2}}$	1,00	-75,9	$g_{905_{1,2,3,4}}$
0,23	-38,9	$g_{602_{1,2,3,4}}$	0,13	-32,4	$g_{602_{1,2,3,4}}$	0,18	-79,0	$g_{602_{1,2,3,4}}$
0,19	-39,8	$g_{603_{1,2}}$	0,11	-33,2	$g_{603_{1,2}}$	0,15	-79,1	$g_{603_{1,2}}$
0,03	-45,8	$g_{905_{1,2,3,4}}$	0,01	-46,7	$g_{905_{1,2,3,4}}$	0,10	-84,5	$g_{701_{1,2,3,4}}$
0,01	-55,2	$g_{701_{1,2,3,4}}$	0,00	-132,2	$g_{701_{1,2,3,4}}$	0,00	-91,2	$g_{807_{1,2}}$

menos amortecido no caso com AVR está relacionado a oscilações dos geradores na barra 807 contra todos os outros geradores do sistema, ao passo que no caso com PFR o modo menos amortecido corresponde a uma oscilação coerente de todos os geradores do sistema.

A segunda característica diz respeito à diferença no módulo dos fatores de participação em cada um dos dois casos (com AVR e com PFR). No caso com PFR, a participação dos estados mecânicos dos geradores nas barras 603 e 602 no modo 2 é significativamente

Tabela 2.7: Resíduos dos modos 1, 2, e 3 do caso 16 utilizando PFR.

Modo 1			Modo 2			Modo 3		
<i>Módulo</i>	<i>Fase</i>	<i>Gerador</i>	<i>Módulo</i>	<i>Fase</i>	<i>Gerador</i>	<i>Módulo</i>	<i>Fase</i>	<i>Gerador</i>
1,00	-2,2	<i>g807</i> <sub>1,2</sub>	1,00	-54,5	<i>g807</i> <sub>1,2</sub>	1,00	-74,9	<i>g905</i> <sub>1,2,3,4</sub>
0,03	-25,8	<i>g602</i> <sub>1,2,3,4</sub>	0,41	-42,2	<i>g602</i> <sub>1,2,3,4</sub>	0,19	-78,7	<i>g603</i> <sub>1,2</sub>
0,03	-26,3	<i>g603</i> <sub>1,2</sub>	0,39	-43,4	<i>g603</i> <sub>1,2</sub>	0,19	-77,5	<i>g602</i> <sub>1,2,3,4</sub>
0,01	-175,7	<i>g701</i> <sub>1,2,3,4</sub>	0,06	-46,4	<i>g905</i> <sub>1,2,3,4</sub>	0,12	-83,9	<i>g701</i> <sub>1,2,3,4</sub>
0,00	-155,3	<i>g905</i> <sub>1,2,3,4</sub>	0,03	-52,1	<i>g701</i> <sub>1,2,3,4</sub>	0,00	-90,2	<i>g807</i> <sub>1,2</sub>

mais relevante quando comparada à importância destes geradores no modo 1 do caso com AVR. Tal característica é oposta quando se compara o modo 1 do caso com PFR com o modo 2 do caso com AVR. Para uma melhor compreensão, considere os resíduos da função de transferência entre a referência do sistema de controle de excitação e a velocidade mecânica de cada gerador, apresentados nas Tabelas 2.6 e 2.7 para os modos 1, 2, e 3 respectivamente para os casos com AVR e PFR. A partir destes dados é possível concluir que o fechamento de uma malha de controle nos geradores da barra 807 causa uma translação maior dos modos observados quando se utiliza regulação de fator de potência ao invés de regulação de tensão. Esta informação poderia ser fundamental se um PSS tradicional fosse ser utilizado neste sistema. Comparando ambos os casos, um projetista experiente poderia ser induzido a excluir os geradores das barras 602 e 603 de uma lista de geradores a utilizarem um PSS no caso com AVR, mas poderia tomar uma decisão diferente no caso com PFR e fator de potência unitário. Assim, mostra-se que mesmo com reguladores idênticos, AVR e PFR causam diferentes efeitos nas variáveis e estados, resultando em diferentes geradores dominantes para o propósito de controle de amortecimento das oscilações eletromecânicas.

## 2.4 Análise da Estabilidade a Pequenas Perturbações – Conjunto de Testes 3 (AVR/PFR)

Esta seção apresenta e discute os resultados obtidos quando regulação unitária de fator de potência é realizada em alguns dos GSDs e a regulação de tensão é realizada em outros GSDs. Os MOEs em cada um dos 16 casos estudados estão apresentados na Tabela 2.8. Além da apresentação e discussão destes resultados, as próximas subseções apresentam uma comparação dos resultados observados neste conjunto de casos com os observados nos conjuntos de casos anteriormente estudados.

### 2.4.1 Níveis baixos e médios de penetração

Quando é utilizada uma estratégia mista de regulação em diferentes geradores, não é possível observar uma diferença significativa em relação aos conjuntos de casos já estudados. A redução da taxa de amortecimento do modo 1 (modo global) com o aumento da potência gerada no SDEE foi tão pronunciada quanto com as outras estratégias de controle. Em relação aos MOEs de forma geral, as mesmas conclusões obtidas nas seções anteriores ainda são válidas neste caso. A Tabela 2.9 mostra os estados dominantes em cada modo de oscilação do caso 8. Neste caso os modos menos amortecidos são todos modos relacionados aos estados eletromecânicos de diversos geradores, caracterizando oscilações coerentes ou em oposição.

### 2.4.2 Níveis elevados de penetração

Com o aumento do nível de penetração da GD, as mesmas tendências observadas para os casos com níveis baixos e médios de penetração continuam a dominar o comportamento do sistema, como mostrado na Tabela 2.8. Como nos outros casos, um dos modos menos amortecidos tende a ter seu amortecimento reduzido (modo 1, neste caso) com o aumento de unidades de GD no sistema, ao passo que outro modo tende a ter o seu amortecimento aumentado (modo 2, neste caso). Os estados dominantes de cada modo do caso 16 estão apresentados na Tabela 2.10. Neste caso, os MOEs menos amortecidos também estão todos relacionados a todos os (ou vários dos) GSDs.

Os *mode shapes* e os fatores de participação observados nestes casos são muito similares aos observados nos casos com AVR, ou seja, também possuem discrepâncias em relação ao caso onde somente a regulação de fator de potência é realizada, o que indica que as mesmas conclusões em relação à aplicação de PSSs se aplicam neste caso. Os resíduos da função de transferência que relaciona as referências do sistema de controle à velocidade de cada máquina para os três modos menos amortecidos do caso 16 estão apresentados na Tabela 2.11. A partir desta tabela é possível observar características similares as do caso com AVR, com algumas discrepâncias pouco significativas em relação ao módulo e à fase dos componentes.

A principal conclusão com este conjunto de testes é a de que as diferenças mais significativas em relação ao conjunto de testes somente com AVR estão presentes somente quando a regulação de fator de potência é realizada isoladamente no sistema. Quando a regulação de tensão é também realizada, estas discrepâncias são atenuadas. Tal característica, como observado anteriormente, é uma particularidade deste sistema/configuração, já que outros casos podem apresentar discrepâncias significativas mesmo quando regulação de tensão é realizada.

Tabela 2.8: Modos de oscilação eletromecânicos obtidos utilizando AVRs e PFRs (conjunto 3).

Modo	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4		Caso 5		Caso 6		Caso 7		Caso 8	
	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]
<b>1</b>	<b>3,72</b>	<b>4,61</b>	<b>2,97</b>	<b>4,23</b>	<b>2,59</b>	<b>4,05</b>	<b>2,32</b>	<b>3,99</b>	<b>2,13</b>	<b>3,98</b>	<b>1,98</b>	<b>4,00</b>	<b>2,50</b>	<b>1,69</b>	<b>2,08</b>	<b>2,56</b>
<b>2</b>	–	–	5,35	6,79	5,34	6,84	5,10	6,82	5,07	6,78	5,04	6,77	<b>1,88</b>	<b>3,86</b>	<b>1,69</b>	<b>3,07</b>
<b>3</b>	–	–	–	–	5,16	6,92	5,33	6,90	5,32	6,94	5,31	6,99	5,06	6,65	5,08	6,57
<b>4</b>	–	–	–	–	–	–	5,26	7,15	5,27	7,14	5,27	7,14	5,35	6,79	5,39	6,66
<b>5</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	5,27	7,14	5,27	7,14	5,25	7,16	5,24	7,17
<b>6</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	5,27	7,14	5,25	7,16	5,24	7,17
<b>7</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	5,25	7,16	5,24	7,17
<b>8</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4,97	8,39

Modo	Caso 9		Caso 10		Caso 11		Caso 12		Caso 13		Caso 14		Caso 15		Caso 16	
	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]
<b>1</b>	<b>2,08</b>	<b>2,53</b>	<b>2,07</b>	<b>2,50</b>	<b>2,06</b>	<b>2,47</b>	<b>2,05</b>	<b>2,43</b>	<b>2,05</b>	<b>2,39</b>	<b>2,03</b>	<b>2,34</b>	<b>2,02</b>	<b>2,29</b>	<b>2,01</b>	<b>2,23</b>
<b>2</b>	<b>1,69</b>	<b>3,07</b>	<b>1,68</b>	<b>3,08</b>	<b>1,68</b>	<b>3,11</b>	<b>1,67</b>	<b>3,14</b>	<b>1,67</b>	<b>3,19</b>	<b>1,66</b>	<b>3,25</b>	<b>1,66</b>	<b>3,31</b>	<b>1,65</b>	<b>3,38</b>
<b>3</b>	5,08	6,58	4,28	6,36	4,00	6,03	3,78	5,77	3,59	5,48	3,35	5,16	3,13	4,85	2,94	4,59
<b>4</b>	5,39	6,67	5,08	6,58	5,08	6,58	5,08	6,58	5,08	6,58	4,44	6,38	4,32	6,27	4,26	6,22
<b>5</b>	4,63	6,79	5,39	6,67	5,39	6,67	5,39	6,67	4,68	6,59	5,08	6,58	5,08	6,57	5,08	6,56
<b>6</b>	5,24	7,17	5,24	7,17	5,24	7,17	5,24	7,17	5,38	6,68	5,39	6,67	5,39	6,66	5,39	6,64
<b>7</b>	5,24	7,17	5,24	7,17	5,24	7,17	5,24	7,17	5,25	7,17	5,24	7,17	5,24	7,17	5,24	7,17
<b>8</b>	5,24	7,17	5,24	7,17	5,24	7,17	5,24	7,17	5,25	7,17	5,24	7,17	5,24	7,17	5,24	7,17
<b>9</b>	4,97	8,40	5,10	7,37	5,10	7,37	5,11	7,36	5,25	7,17	5,24	7,17	5,24	7,17	5,24	7,17
<b>10</b>	–	–	4,97	8,40	5,10	7,37	5,11	7,36	5,12	7,35	5,12	7,33	5,10	7,38	5,09	7,39
<b>11</b>	–	–	–	–	4,97	8,40	5,11	7,36	5,12	7,35	5,11	7,36	5,10	7,38	5,09	7,39
<b>12</b>	–	–	–	–	–	–	4,97	8,40	5,12	7,35	5,11	7,36	5,10	7,38	5,09	7,39
<b>13</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	5,12	7,35	5,11	7,36	5,10	7,38	5,09	7,39
<b>14</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	5,12	7,35	5,11	7,36	5,10	7,38	5,09	7,39
<b>15</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	4,97	8,41	5,11	7,36	5,11	7,38	5,11	7,41
<b>16</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4,97	8,40	5,11	7,38	5,11	7,41

Tabela 2.9: Estados dominantes do caso 8 quando realizando tanto regulação de tensão como de fator de potência (unitário).

Modo	Estados dominantes
1, 2	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}, g_{602_{1,2,3,4}}, g_{807_{1,2}}$
3	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}, g_{602_{1,2,3,4}}$
4	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}$
5, 6, 7	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{602_{1,2,3,4}}$
8	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{807_{1,2}}$

Tabela 2.10: Estados dominantes do caso 16 quando utilizando AVRs e PFRs.

Modo	Estados dominantes
1	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}, g_{602_{1,2,3,4}}, g_{807_{1,2}}, g_{905_{1,2,3,4}}, g_{701_{1,2,3,4}}$
2	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}, g_{602_{1,2,3,4}}, g_{807_{1,2}}$
3	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}, g_{602_{1,2,3,4}}, g_{905_{1,2,3,4}}, g_{701_{1,2,3,4}}$
4	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{701_{1,2,3,4}}, g_{905_{1,2,3,4}}$
5	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}, g_{602_{1,2,3,4}}$
6	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{603_{1,2}}$
7, 8, 9	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{602_{1,2,3,4}}$
10, 11, 12	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{701_{1,2,3,4}}$
13, 14, 15	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{905_{1,2,3,4}}$
16	$\Delta\omega$ e $\Delta\delta$ dos geradores $g_{807_{1,2}}$

Tabela 2.11: Resíduos dos modos 1, 2, e 3 do caso 16 quando utilizando AVRs e PFRs.

Modo 1			Modo 2			Modo 3		
Módulo	Fase	Gerador	Módulo	Fase	Gerador	Módulo	Fase	Gerador
1,00	-52,1	$g_{807_{1,2}}$	1,00	-16,5	$g_{807_{1,2}}$	1,00	-75,5	$g_{905_{1,2,3,4}}$
0,21	-36,3	$g_{602_{1,2,3,4}}$	0,12	-30,1	$g_{602_{1,2,3,4}}$	0,18	-77,7	$g_{602_{1,2,3,4}}$
0,18	-37,2	$g_{603_{1,2}}$	0,11	-31,0	$g_{603_{1,2}}$	0,16	-78,2	$g_{603_{1,2}}$
0,03	-43,4	$g_{905_{1,2,3,4}}$	0,01	-43,4	$g_{905_{1,2,3,4}}$	0,12	-84,3	$g_{701_{1,2,3,4}}$
0,01	-51,6	$g_{701_{1,2,3,4}}$	0,00	-139,2	$g_{701_{1,2,3,4}}$	0,00	-89,4	$g_{807_{1,2}}$

## 2.5 Conclusões

Pelos resultados apresentados, é possível concluir que, apesar das redes de distribuição terem sido sempre consideradas como livres dos problemas de oscilações eletromecânicas, uma vez que dificilmente geradores síncronos eram conectados a estes sistemas, a inclusão de GDs nestas redes está prestes a mudar este paradigma. Os resultados apresentados nesta seção mostram uma situação real, onde a inclusão de GSDs pode levar a oscilações substancialmente mal amortecidas, até mesmo para um nível de penetração relativamente baixo da mesma. Com base nestes resultados, foi possível obter alguma ideia sobre a natureza das oscilações eletromecânicas em SDEEs com GD. A análise foi extrapolada para uma situação onde a geração total dos GSDs supre toda a carga do SDEE, e em alguns casos ainda exporta energia para o sistema de geração/transmissão. Esta extrapolação

tornou possível a conclusão de que as oscilações eletromecânicas devem ser consideradas um problema a ser estudado no projeto de *microgrids* utilizando as técnicas atualmente existentes de controle de excitação.

Este trabalho também mostra que a regulação do fator de potência pode afetar significativamente a estabilidade a pequenas perturbações de sistemas de geração distribuída. Assim, os projetistas devem ter uma atenção especial quando estiverem analisando a estabilidade a pequenas perturbações de SDEEs com GSDs, dado que o comportamento dos mesmos não será exatamente similar quando diferentes estratégias de controle da excitação estiverem sendo utilizadas ao mesmo tempo em diferentes geradores do sistema. Esta é uma importante conclusão para o caso de *microgrids*, já que nestas redes o suporte de reativos deve ser realizado pelos seus próprios geradores, e assim, alguns destes geradores irão certamente regular a tensão do sistema, levando o sistema a operar com uma estratégia mista de controle da excitação dos geradores síncronos.

De forma geral, as características observadas podem ser sumarizadas como:

- Com o aumento da penetração da GD no sistema, há uma tendência de decréscimo no amortecimento mínimo encontrado para as oscilações eletromecânicas, independentemente da estratégia de controle de excitação utilizada;
- Modos que possuem participação de diversos parques de geração, caracterizando tanto oscilações coerentes como em oposição, são normalmente os menos amortecidos, independentemente da estratégia de controle de excitação utilizada;
- A principal influência da regulação de fator de potência é a de modificar a participação dos geradores nos modos menos amortecidos, em comparação com o caso onde regulação de tensão é realizada por todos os geradores no sistema;
- Um efeito secundário da regulação de fator de potência é o de modificar o avanço de fase a ser compensado pelos PSSs tradicionais a serem instalados nos geradores distribuídos (realizando tanto regulação de tensão como de fator de potência);
- As discrepâncias mais significativas nos *mode shapes*, fatores de participação e resíduos são observadas quando somente a regulação de fator de potência é realizada no sistema, sendo que quando uma regulação mista é realizada, esta discrepância tende a ser atenuada e mais próxima ao caso com regulação de tensão.





## Parte II

# Análise de Pequenas Perturbações em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica



## Capítulo 3

---

# Operação Desequilibrada de Geradores Síncronos

---

Apesar da geração distribuída ser um tópico de significativo interesse nos dias atuais, não é uma tarefa fácil encontrar trabalhos relacionados especificamente à operação desequilibrada de geradores síncronos na literatura. Surpreendentemente, a maioria dos trabalhos encontrados foram desenvolvidos muito tempo antes da geração distribuída sequer ser concebida como nos moldes atuais. Os primeiros estudos foram especificamente na área de máquinas elétricas, sendo que suas principais contribuições foram no estudo de faltas assimétricas (CONCORDIA, 1951; CHING; ADKINS, 1954; ADKINS, 1957; SUBBA-RAO; LANGMAN, 1970; MELLO, 1979; KRAUSE; WASYNCZUK; SUDHOFF, 1995), mas os modelos desenvolvidos são genéricos o suficiente para que possam acomodar também o desequilíbrio das cargas e da rede, através de pequenas modificações. Estes modelos de máquinas são os mais genéricos possíveis, sendo que as suas principais utilizações estão na simulação não-linear de transitórios elétricos, onde a rede não é representada no domínio fasorial, mas sim através de elementos de circuitos RLC. Neste Capítulo, uma breve revisão bibliográfica sobre a operação de geradores síncronos com desequilíbrio da carga, analisados tanto através destes modelos completos como através de modelos mais simplificados, é apresentada.

### 3.1 Torque e Velocidade de Geradores Síncronos com Carga Desequilibrada

Para facilitar a compreensão deste capítulo, considere a Figura 3.1 que apresenta o corte de uma máquina síncrona, mostrando o seu circuito de campo no rotor e o seu circuito de armadura no estator. Esta figura ainda apresenta os eixos magnéticos dos circuitos de armadura das fases a, b, e c, sendo que a soma vetorial destes campos magnéticos em cada instante de tempo resulta no campo magnético do estator. O enrolamento de campo do

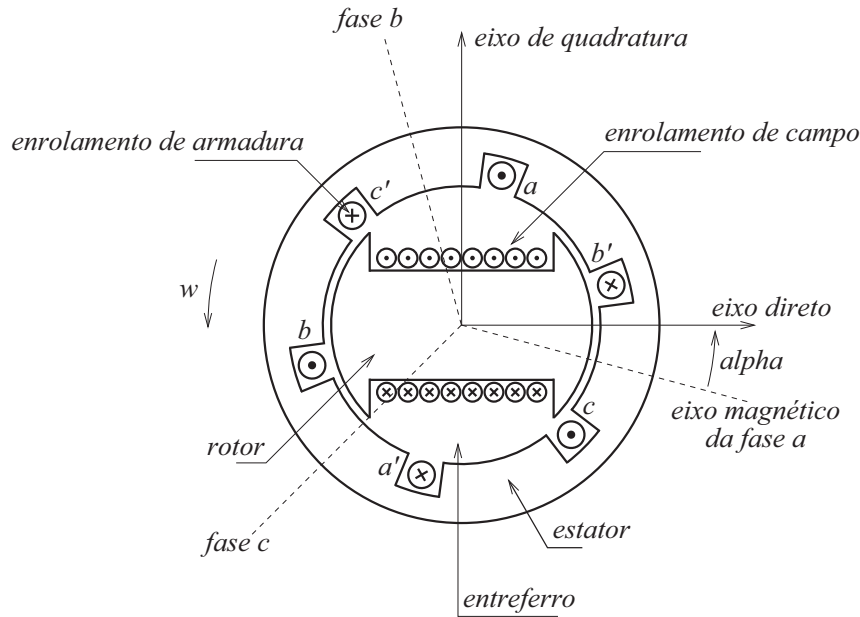


Figura 3.1: Corte de uma máquina síncrona de dois polos.

gerador também induz um campo magnético, que gira espacialmente ao longo do tempo e coincide com a definição do eixo direto da máquina. O eixo em quadratura do gerador é definido como o eixo que está 90 graus adiantado do eixo direto.

Em condições normais de operação, os geradores síncronos apresentam dois campos magnéticos, um proveniente do circuito do estator e outro proveniente do circuito do rotor, sendo que a interação entre estes dois campos magnéticos produz o torque no eixo do gerador. O circuito do rotor (campo) opera em corrente contínua, sendo que o seu campo girante é gerado pela própria ação física de rotação do rotor, realizada por uma máquina primária. Como esta máquina primária gira a uma velocidade constante e a corrente do circuito de campo pode ser considerada fixa em regime permanente, pode-se afirmar que a intensidade do campo magnético gerado por este circuito pode ser considerada constante, sendo que este campo magnético gira na mesma velocidade que o rotor<sup>9</sup>. Esta conclusão independe do fato de o gerador operar com carga desequilibrada ou não, pois este campo magnético não depende do circuito de armadura.

Já o campo magnético gerado pelo circuito de armadura é consequência da chamada reação de armadura. Na verdade, este campo magnético (que também é um campo girante) é gerado a partir das correntes no circuito de armadura do gerador, que por sua vez são funções das correntes trifásicas solicitadas pela rede e pela carga do SEP ao qual o gerador está conectado. No caso da carga ser equilibrada, como as três correntes de armadura (fases a, b, e c) possuem mesmo módulo e estão defasadas de  $120^\circ$ , só há corrente de sequência positiva no circuito de armadura. Isto significa que, neste caso, a intensidade do campo magnético proveniente do circuito de armadura (que é girante) também pos-

<sup>9</sup>Considerando um gerador com somente um par de polos, sem perda de generalidade, uma vez que as conclusões desta explanação são as mesmas para geradores com mais de um par de polos.

suirá um módulo constante. Como este campo magnético gira na mesma velocidade que o campo magnético do circuito de rotor, e ambos possuem módulo constante, o torque no eixo da máquina, calculado a partir do produto vetorial entre estes campos magnéticos (multiplicado ainda por uma constante), também será constante ao longo do tempo (CHAPMAN, 2005).

Quando a carga é desequilibrada, no entanto, as correntes que circulam no circuito de armadura podem conter componentes de sequência positiva, negativa, e zero. Neste caso, o campo magnético resultante será induzido pelas três correntes de sequência (positiva, negativa, e zero) circulando no circuito de armadura. Como a corrente de sequência zero possui mesmo módulo e mesmo ângulo nas três fases do circuito de armadura, a sua contribuição para o campo magnético é nula, já que a soma das suas componentes é zero. Logo, é a interação entre as correntes de sequência positiva e negativa que determina o campo magnético do estator. A contribuição destas duas correntes de sequência é parecida: ambas geram um campo magnético de intensidade constante (diferentes uma da outra) e giram na mesma velocidade, conforme a análise para o caso equilibrado. Entretanto, as correntes de sequência negativa no circuito de armadura geram um campo magnético que gira na direção contrária à direção do campo magnético gerado pelas correntes de sequência positiva (BOLDEA, 2006). A interação destes dois campos magnéticos gera o campo magnético total proveniente do circuito de armadura, sendo que este campo magnético claramente não será constante, mas possuirá uma variação periódica com frequência de duas vezes o valor da frequência fundamental do sistema ao qual o gerador está conectado. Neste caso, o torque gerado pelas correntes de sequência negativa é chamado de torque de frenagem de sequência negativa.

Assim, em condições de desequilíbrio o torque líquido no eixo da máquina varia com duas vezes a frequência fundamental, devido ao aparecimento deste campo girante oriundo das correntes de sequência negativa, campo este que gira em sentido oposto ao campo girante natural de sequência positiva da máquina. Matematicamente, tem-se que o torque elétrico da máquina pode ser escrito em função das variáveis de eixo direto e em quadratura como (CONCORDIA, 1951):

$$T_e(t) = i_q(t) \psi_d(t) - i_d(t) \psi_q(t) , \quad (3.1)$$

ou, em função das variáveis do circuito de armadura da máquina em componentes de fase, da seguinte forma (CONCORDIA, 1951):

$$T_e(t) = \frac{2}{3\sqrt{3}} [\psi_a(t) (i_b(t) - i_c(t)) + \psi_b(t) (i_c(t) - i_a(t)) + \psi_c(t) (i_a(t) - i_b(t))] , \quad (3.2)$$

sendo que  $\psi_m$  e  $i_m$  representam respectivamente o fluxo concatenado e a corrente da fase (ou eixo, no caso de (3.1))  $m$  no domínio do tempo. Através de (3.2) é possível verificar que quando o valor máximo observado para as variáveis de corrente e de fluxo são diferentes para cada uma das fases, que é uma das consequências do desequilíbrio da rede e da carga, o torque elétrico não é constante no tempo, mas sim variável.

Como consequência da variação deste torque, a própria velocidade do gerador síncrono varia a uma taxa de duas vezes a frequência fundamental, uma vez que a sua taxa de variação depende da diferença entre o torque mecânico aplicado à máquina e este torque elétrico. Como o torque mecânico é constante após a determinação do quanto de potência deseja-se que a máquina injete no sistema, esta taxa de variação da velocidade está em contante modificação. Matematicamente tem-se que:

$$\dot{\omega} = \frac{1}{M} [T_m - T_e - D(\omega - \omega_s)] \quad (3.3)$$

onde  $T_m$  representa o torque mecânico,  $D$  é o amortecimento da máquina,  $\omega$  é a sua velocidade angular, e  $\omega_s$  é a velocidade síncrona, sendo  $M = 2H$ , com  $H$  sendo a constante de inércia da máquina. Tanto a variação do torque como da velocidade com o tempo podem ser visualizados em casos reais em (KRAUSE; WASYNCZUK; SUDHOFF, 1995, Cap. 10). Alguns casos observados através de simulações no domínio do tempo serão apresentados oportunamente ao longo desta tese.

## 3.2 Componentes Harmônicas em Geradores Síncronos Operando em Condições de Desequilíbrio de Carga

Faltas assimétricas não representam especificamente condições de operação com desequilíbrio de carga no sistema. Entretanto, as faltas assimétricas representam condições de operação desequilibradas, e a análise de tais fenômenos pode ser utilizada para entender o funcionamento dos geradores síncronos em condições de desequilíbrio, bem como as suas consequências do ponto de vista sistêmico. A justificativa para tal análise é que as faltas assimétricas possuem condições de contorno bem definidas para cada tipo de falta, ao passo que as condições de contorno para cargas desequilibradas são bastante genéricas, o que dificulta uma análise matemática minuciosa nestas condições. A análise apresentada nesta seção segue o texto apresentado em (CONCORDIA, 1951, Cap. 7), sendo que o modelo do gerador representa o circuito de campo, um enrolamento amortecedor no eixo direto da máquina e um enrolamento amortecedor no seu eixo de quadratura, e tanto a resistência do rotor como a resistência do estator são desconsideradas no cálculo das componentes variantes do torque.

Para este cálculo, foi considerado que a falta (curto-circuito) ocorre a partir da operação em vazio da máquina e que a velocidade da mesma se mantém constante durante o período de interesse. Os valores iniciais são determinados a partir das tensões de armadura de circuito aberto antes da falta, da posição do rotor no instante da falta, e das reatâncias subtransitórias da máquina. A força magnetomotriz do circuito de armadura é separada em suas componentes (de eixo direto e em quadratura) e é expressa através de

séries de harmônicas pares e ímpares. O valor médio da corrente de eixo direto<sup>10</sup> induz correntes (DC) transitórias nos circuitos de eixo direto do rotor. Consequentemente, após a falta a componente DC da excitação do rotor é aumentada do seu valor logo antes do curto-circuito para um novo valor que inclui as componentes induzidas nos enrolamentos do rotor pela corrente de armadura. Os decaimentos das componentes DC incluídas na excitação do rotor e também das componentes ímpares da corrente de armadura são determinados pelos fatores de decremento dos enrolamentos de eixo direto do rotor. Em relação aos fatores de decrementos, considera-se que a taxa de decaimento da excitação adicional do rotor pode ser representada com fidelidade suficiente através de dois fatores de decremento, relacionados ao decaimento das correntes DC induzidas no enrolamento amortecedor e no enrolamento de campo, respectivamente.

O resultado apresentado em (CONCORDIA, 1951, Cap. 7) para o torque de um gerador síncrono nestas condições é:

$$T_{FF} = \frac{2E^2}{x_d'' + x_2} \left\{ F A \text{sen} \theta_0 [-\cos \theta + 3b \cos 3\theta - 5b^2 \cos 5\theta + 7b^3 \cos 7\theta - \dots] \right. \\ \left. + \left[ F^2 \frac{x_2}{x_d'' + x_2} - A^2 \frac{x_d'' - x_2}{x_2} \text{sen}^2 \theta_0 \right] \cdot [\text{sen} 2\theta - 2b \text{sen} 4\theta + 3b^2 \text{sen} 6\theta - \dots] \right\} \quad (3.4)$$

onde  $b = \frac{x_2 - x_d''}{x_2 - x_d'}$ ,  $E$  é o fluxo concatenado de eixo direto no instante da falta ( $\psi_{d_0}$ ),  $\theta$  representa o ângulo do eixo direto da fase  $a$  (medido na direção de rotação do rotor),  $\theta_0$  é o seu valor no instante de ocorrência da falta e

$$F = \left( 1 - \frac{x_d'' + x_2}{x_d' + x_2} \right) e^{-t/T_{d(FF)}''} + \left( \frac{x_d'' + x_2}{x_d' + x_2} - \frac{x_d'' + x_2}{x_d + x_2} \right) e^{-t/T_{d(FF)}'} + \left( \frac{x_d'' + x_2}{x_d + x_2} \right) \quad (3.5)$$

$$A = e^{-t/T_{a(FF)}} = \text{fator de decremento da armadura} , \quad (3.6)$$

sendo que  $x_2$  representa a reatância de sequência negativa e  $x_d''$ ,  $x_d'$ , e  $x_d$  representam respectivamente as reatâncias de eixo direto do período subtransitório, transitório e síncrona. Ainda, as constantes de tempo  $T_{d(FF)}''$ ,  $T_{d(FF)}'$ , e  $T_{a(FF)}$  representam respectivamente as taxas de decaimento dos fatores de decremento do enrolamento amortecedor do circuito de eixo direto do rotor, do enrolamento de campo do mesmo circuito e do circuito de armadura.

Analisando (3.4), verifica-se que o torque em condições de faltas assimétricas do tipo fase-fase é composto por um conjunto de harmônicas pares e ímpares. Ainda, é possível afirmar que, após o decaimento completo dos fatores exponenciais, o gerador, que estará em regime permanente durante a condição de falta, apresentará somente componentes harmônicas pares, em adição à componente de frequência fundamental. Ou seja, em uma condição de desequilíbrio no carregamento do gerador, uma série de componentes harmônicas aparece no torque da máquina, mesmo que a rede seja puramente passiva e linear.

<sup>10</sup>Ou a componente fundamental da corrente de armadura.

Esta conclusão pode ser estendida para outras condições de faltas assimétricas (fase-terra e fase-fase-terra), e, sendo assim, para qualquer condição de desequilíbrio da máquina, mesmo que não seja em condições de falta (CONCORDIA, 1951). Na verdade, apesar de aparecerem no torque somente componentes harmônicas pares em regime permanente, nas correntes de armadura (eixo direto e em quadratura), que dão origem ao torque conforme discutido na Seção 3.1, aparecerão componentes harmônicas pares e ímpares, sendo que a segunda harmônica é a principal componente (CONCORDIA, 1951).

Outra forma de explicar este fenômeno é apresentada em (GOMES JUNIOR, 2002, p. 395). As correntes injetadas por uma máquina na rede, que possuem componentes de sequência positiva e negativa, irão resultar em componentes de infinitas frequências no sistema, resultantes da interação entre as componentes de sequência geradas pela rede e a máquina conectada à mesma. A conclusão, independentemente da forma de se explicar este fenômeno, é a de que o modelo mais fidedigno para uma máquina operando nestas condições seria um modelo harmônico, tanto para a rede e para a carga, como para os geradores síncronos conectados ao sistema analisado. Ao mesmo tempo, simulações no domínio do tempo podem ser facilmente realizadas considerando este efeito através da utilização de simuladores de transitórios eletromagnéticos, como ATP, EMTP-RV, e PSCAD, já que estes consideram a rede no domínio do tempo, e não no domínio fasorial, resultando em uma análise completa do espectro de frequências<sup>11</sup>. Entretanto, a utilização de um modelo harmônico introduz uma quantidade grande de variáveis para o estudo desta classe de sistemas, e sendo assim, alguns modelos simplificados foram desenvolvidos ao longo dos anos, sendo que uma breve revisão destes modelos é apresentada na Seção 3.3.

É interessante ainda observar a forma com que as componentes harmônicas dependem dos parâmetros do gerador operando em condições de desequilíbrio da carga. As correntes de armadura de eixo direto e em quadratura para o caso de uma falta entre duas fases são dadas por (CONCORDIA, 1951)

$$i_d = \frac{2E \operatorname{sen} \theta (F \operatorname{sen} \theta - A \operatorname{sen} \theta_0)}{x_d'' + x_q'' - (x_d'' - x_q'') \cos 2\theta} \quad (3.7)$$

$$i_q = \frac{2E \cos \theta (F \operatorname{sen} \theta - A \operatorname{sen} \theta_0)}{x_d'' + x_q'' - (x_d'' - x_q'') \cos 2\theta} \quad (3.8)$$

que, conforme mencionado anteriormente, em regime permanente apresenta harmônicos pares e ímpares, quando expandimos as expressões (3.7) e (3.8) em uma série de Fourier. Entretanto, é interessante observar que quando o efeito da saliência subtransitória é desprezado (ou seja, quando  $x_d'' = x_q''$ ), as correntes de armadura apresentam somente componentes fundamentais e de segunda harmônica (MELLO, 1979). Assim, fica evidente mais um efeito importante na representação de geradores síncronos operando em condições de desequilíbrio da carga, que é o efeito da saliência subtransitória. Fica claro que, neste caso, somente as máquinas com enrolamentos amortecedores apresentam este efeito,

<sup>11</sup>Obviamente limitada pelos modelos utilizados e pelo passo de integração utilizado na simulação.



já que estas é que apresentam uma dinâmica subtransitória. Novamente, este efeito só pode ser representado quando há a utilização de modelos harmônicos ou no domínio do tempo da rede/carga e dos geradores conectados ao sistema.

### 3.3 Representação Simplificada de Geradores Síncronos em Condições de Desequilíbrio da Carga

De forma a melhorar a eficiência computacional para o estudo de oscilações eletromecânicas, alguns modelos foram desenvolvidos na década de 1980 (HARLEY; MAKRAM; DURAN, 1987; MAKRAM; ZAMBRANO; HARLEY, 1988; MAKRAM et al., 1989) e permanecem sendo utilizados até o dias atuais (KUNDUR, 1994). Nestes modelos citados, volta-se à representação da rede como fasorial, e deixam de ser representadas as variações dentro do período da frequência fundamental. Neste caso, os geradores são representados pelos seus três circuitos de sequência, sendo que no circuito de sequência positiva é que são incluídas as equações mecânicas e dos enrolamentos amortecedores, que incluem os tradicionais parâmetros das máquinas, a saber, as reatâncias (sub)transitórias de eixo direto e de quadratura, e as constantes de tempo (sub)transitórias de circuito aberto de eixo direto e de quadratura. Isto porque, de acordo com as considerações realizadas, só há geração de energia elétrica no circuito de sequência positiva, e os parâmetros elétricos supracitados são obtidos a partir de testes em condições equilibradas, onde só há a presença de correntes e tensões não-nulas no circuito de sequência positiva. Os circuitos de sequência negativa e zero dos geradores são representados da maneira tradicional, através de impedâncias nestes circuitos (ANDERSON, 1995). As correntes fluem nestes circuitos devido ao desequilíbrio nos terminais do gerador, resultando em tensões de sequência negativa e zero.

Nestes modelos desenvolvidos na década de 1980, o efeito do desequilíbrio é representado nas equações dinâmicas através da inclusão do torque de frenagem de sequência negativa na equação que descreve a dinâmica da velocidade do gerador. O torque de frenagem é considerado como se fosse um torque de carga, somando-se ao torque elétrico da máquina, e modela as perdas devidas ao fluxo concatenado de sequência negativa que existe no interior da máquina quando da sua operação desequilibrada. Matematicamente, o torque de frenagem de sequência negativa,  $T_{b_n}$  é dado por:

$$T_{b_n} = \frac{R_{r_i}}{2} |I_i^n|^2 ,$$

sendo  $I_i^n$  a corrente de sequência negativa do gerador e  $R_{r_i}$  a resistência do rotor da máquina. Assim, quanto maior for o nível de desequilíbrio em que o gerador opera, maior é a tendência de aumento da sua corrente de sequência negativa, e, sendo assim, maior será o torque de frenagem de sequência negativa. Em (MAKRAM; ZAMBRANO; HARLEY, 1988), foi inclusive utilizado o circuito de sequência zero de maneira similar,

sendo descontadas as perdas deste circuito na forma de um torque. Entretanto, tal ponto de vista não teve aceitação no meio acadêmico, uma vez que trabalhos mais recentes (inclusive do próprio autor) sequer consideram tal componente do torque.

A modelagem realizada durante a década de 1980 até hoje ainda não foi profundamente testada em relação a modelos de referência, como de softwares de transitórios eletromagnéticos, ou a sinais obtidos na prática. Ainda, os poucos testes apresentados em (HARLEY; MAKRAM; DURAN, 1987; MAKRAM; ZAMBRANO; HARLEY, 1988; MAKRAM et al., 1989) foram, de certa forma, inconclusivos, uma vez que a dinâmica dos geradores foi observada somente a partir das características qualitativas dos sinais oriundos das simulações não-lineares, sendo que estas foram realizadas somente para poucos segundos após as perturbações aplicadas, de forma que foram classificadas como estudos de estabilidade à primeira oscilação (do inglês, *swing*).

Entretanto, este modelo apresenta uma grande eficiência do ponto de vista computacional e possui uma facilidade para manipulação de suas variáveis, do ponto de vista de linearização e dados dos fabricantes. Sendo assim, é por vezes utilizado em softwares comerciais de análise da estabilidade a grandes perturbações em sistemas elétricos de potência, para a representação de geradores síncronos durante e após a ocorrência de faltas assimétricas, sendo que, neste caso, a rede é também representada pelos seus circuitos de sequência. Esta representação da rede apresenta uma deficiência na generalidade do modelo, já que só é possível representar linhas de transmissão transpostas, ou geometricamente simétricas, através de três circuitos desacoplados de sequência (ANDERSON, 1995). Quando as linhas não apresentam transposição ou simetria na sua geometria, os circuitos de sequência são acoplados, e as vantagens da utilização da teoria de componentes simétricas passam a ser irrelevantes. Uma das propostas desta tese é utilizar um modelo fasorial deste tipo para a análise de pequenas perturbações em SEP com desequilíbrio da carga, validando a utilização destes modelos para estudos da dinâmica de pequenas perturbações destes sistemas. Tal proposta será apresentada nos Capítulos 5 a 7 desta tese.

### 3.4 Discussão sobre o Equilíbrio Dinâmico de Sistemas de Potência Operando com Desequilíbrio da Carga

De acordo com os argumentos apresentados neste capítulo, torna-se importante uma discussão sobre a questão do equilíbrio dinâmico do SEP operando com desequilíbrio da carga. Conforme a análise realizada, nas condições estudadas a velocidade angular dos geradores apresenta uma oscilação sustentada em regime permanente, devido ao efeito das correntes de sequência negativa nos circuitos de armadura dos mesmos. Ou seja, tem-se uma variável de estado do sistema dinâmico que possui um regime permanente senoidal, o que indica, na verdade, que o sistema dinâmico em regime permanente não opera em

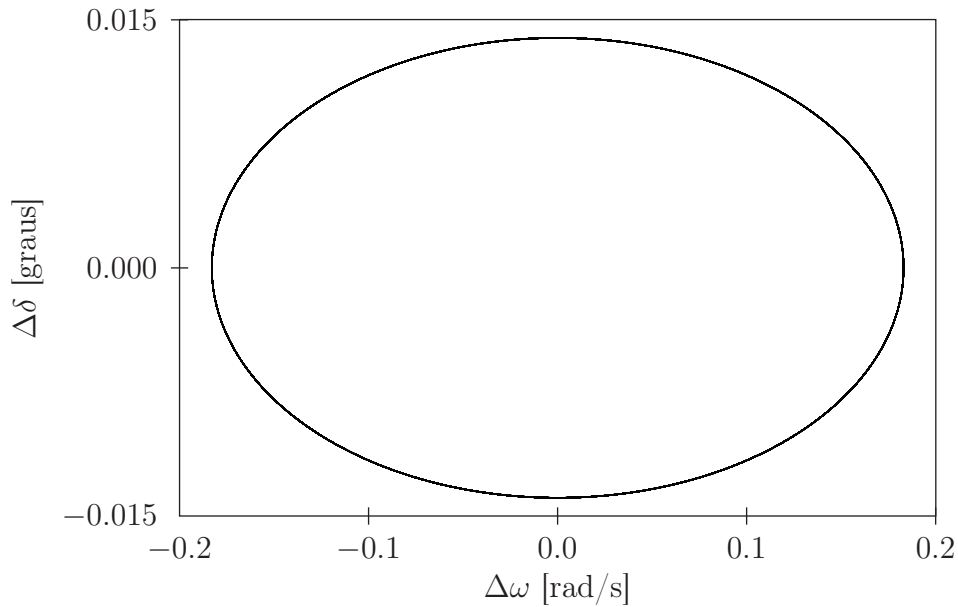


Figura 3.2: Órbita periódica de um sistema elétrico com carga desequilibrada, vista no plano de fase relacionando a variação da velocidade angular com a variação do ângulo do gerador síncrono em regime permanente.

um ponto de equilíbrio estável, mas sim em uma órbita periódica (SASTRY, 1999). Isto significa que, a princípio, o sistema dinâmico não possui uma solução de equilíbrio definida por um único ponto, mas sim por uma órbita periódica<sup>12</sup>, conforme mostra a Figura 3.2, que apresenta um plano de fase da variação de duas variáveis de estado (velocidade angular e ângulo de um gerador síncrono) representando a dinâmica de um SEP trifásico, quando o sistema está em regime permanente (senoidal).

Na verdade, a rigor, mesmo os SEP operando com carga equilibrada apresentam um equilíbrio dinâmico definido para um regime permanente senoidal, já que o sistema opera em uma frequência bem definida (tipicamente 50 ou 60 Hz). Entretanto, o regime senoidal ocorre para as tensões e correntes. Quando se representa a rede no domínio do tempo, as correntes são variáveis de estado<sup>13</sup>, e, portanto, o sistema não possui uma solução de equilíbrio definida por um único ponto, mas por uma órbita periódica também. Quando se representa a rede através de fasores, entretanto, as correntes e tensões passam a ser constantes em regime permanente, além de não serem mais variáveis de estado do sistema, mas sim variáveis algébricas. Assim, o sistema dinâmico passa a possuir uma solução de equilíbrio dinâmico precisamente definida através de um ponto.

Através desta análise fica evidente que, na verdade, a definição da característica do sistema como possuidor de um ponto de equilíbrio estável ou de uma órbita periódica estável

<sup>12</sup>Há ainda a discussão de se esta órbita é fechada ou não, e se ela representa um ciclo-limite ou não. Entretanto, a definição precisa deste fenômeno não é relevante para o andamento deste trabalho, naquilo que ele se propõe. Portanto, não se entrará no mérito de qual é a definição exata deste.

<sup>13</sup>Esta é, obviamente, somente uma das infinitas representações possíveis da rede.

em regime permanente depende na verdade do modelo utilizado para a representação do sistema. Notadamente, a representação fasorial da dinâmica dos SEP com carga equilibrada possibilita a representação do sistema através de um ponto de equilíbrio estável. Já a representação no domínio do tempo, como é comum em simuladores de transitórios eletromagnéticos, caracteriza o sistema, mesmo em regime permanente, como possuidor de uma órbita periódica como equilíbrio. Outra possibilidade de representação de sistemas com desequilíbrio da carga é a representação através de modelos harmônicos (GOMES JUNIOR, 2002), sendo que nestes modelos também se obtém um ponto de equilíbrio estável precisamente definido para a operação desequilibrada de geradores síncronos. Devido a estes argumentos, nesta tese adotou-se a postura de se determinar que a dinâmica de um sistema elétrico de potência operando com desequilíbrio da carga não possui um ponto de equilíbrio precisamente definido, mas sim uma órbita periódica em regime permanente. Isto porque a representação mais genérica utilizada ao longo desta tese é a representação no domínio do tempo, e, sendo assim, o sistema apresenta, nestas condições, uma órbita periódica (estável) como equilíbrio dinâmico. Os modelos apresentados na Seção 3.3, por sua vez, representam a dinâmica dos geradores de forma simplificada, sendo que, neste caso, há sim um ponto de equilíbrio precisamente definido. Para facilitar a leitura desta tese, o equilíbrio dinâmico do sistema, seja ele um ponto ou uma órbita periódica, será chamado indiscriminadamente desta forma, mesmo em sistemas com desequilíbrio de carga. Fica, no entanto, a ressalva para esta questão.

## Capítulo 4

---

# Análise de Pequenas Perturbações através da Estimação Modal

---

O desequilíbrio por parte da carga é uma característica intrínseca dos SDEE (KERSTING, 2002). Entretanto, como as ferramentas atualmente utilizadas para a análise da dinâmica de SDEE com GD foram originalmente concebidas para sistemas de transmissão de energia, o desequilíbrio não é comumente considerado nos estudos destes sistemas, como pode ser observado em trabalhos recentes publicados na literatura (EDWARDS et al., 2000; BUCHHOLZ; BOESE, 2003; FREITAS et al., 2005; KUIAVA et al., 2008; CALDERARO et al., 2009). Conforme a discussão apresentada no Capítulo 3, os modelos mais completos de SEP para o estudo da dinâmica de geradores síncronos com desequilíbrio da carga são os modelos harmônicos e os modelos no domínio do tempo. Assim, neste capítulo é proposta a utilização de métodos de estimação modal para a análise da EAPP de SEP com desequilíbrio da carga. A justificativa para a utilização desta forma de análise reside no fato de que ela é baseada em dados, e, sendo assim, pode ser utilizada tanto em dados obtidos através de medições como em dados obtidos através de simulações. Apesar de não ser a forma mais eficiente do ponto de vista computacional, ela possibilita a utilização de modelos mais completos nas simulações, que representam os mecanismos mais significativos que regem a dinâmica dos SEP com desequilíbrio de carga, possibilitando uma análise bastante criteriosa e fidedigna do sistema.

Outras questões ainda podem ser analisadas de forma direta através de simulações no domínio do tempo, como o efeito que o tipo de realimentação de tensão tem sobre a dinâmica de um SEP com desequilíbrio da carga. Tal realimentação pode ser realizada considerando diferentes medições de tensões terminais<sup>14</sup>, sendo que esta informação não é normalmente disponibilizada pelos fabricantes de sistemas de excitação e controle. Nos sistemas de excitação é comum a disponibilização dos sinais de entrada necessários para o laço de controle, mas muitas vezes não é informado como é realizado o cálculo das

---

<sup>14</sup>Por exemplo, o módulo da tensão de somente uma das fases, ou o valor médio da tensão eficaz nas três fases.

variáveis de controle, que é o caso da tensão terminal. Nos sistemas de excitação, as tensões das três fases são entradas para a determinação da tensão terminal, mas a forma como esta tensão terminal é definida internamente no equipamento a partir destas três medições nem sempre é fornecida, e muitas o engenheiro responsável também não se preocupa em como é realizada esta medição, uma vez que em condições equilibradas o método de cálculo é normalmente indiferente para o desempenho dinâmico do sistema. Assim, diferentes equipamentos podem realizar este cálculo da tensão terminal de maneira distinta, sendo que em simulações com modelos no domínio do tempo, é possível definir qualquer forma de medição da tensão terminal, de modo que estas reflitam com precisão a forma como a tensão terminal é medida (se esta informação estiver disponível). Conforme será apresentado neste capítulo, a estrutura proposta será utilizada também para avaliar o efeito desta variável na dinâmica de sistemas com desequilíbrio de carga.

## 4.1 Estrutura Proposta para Estudos de Estabilidade a Pequenas Perturbações Utilizando Métodos de Estimação Modal

A estrutura proposta para estudos de EAPP utilizando métodos de estimação modal considera as peculiaridades da operação de geradores síncronos em condições de desequilíbrio da carga, conforme apresentado no Capítulo 3. Como o objetivo é estimar os modos eletromecânicos de oscilação, e não os modos de controle ou modos elétricos, a variável utilizada é a velocidade do gerador, que pode ser facilmente medida ou obtida através de simulações, sendo que os modos de interesse possuem grande observabilidade nesta variável. A grande diferença nos estudos envolvendo dinâmica de geradores síncronos em sistemas com desequilíbrio da carga, em relação aos sistemas com carga equilibrada, é que a velocidade dos geradores síncronos nas condições estudadas não é fixa, mas sim apresenta uma variação periódica de duas vezes a frequência fundamental do sistema, em regime permanente. Assim, foi proposta a seguinte estrutura para estimação dos modos eletromecânicos em sistemas com desequilíbrio da carga:

- 1) *Aquisição de dados:* Neste passo, os dados da variação da velocidade angular do gerador (cujas oscilações serão estudadas) no domínio do tempo são obtidos, seja através de simulações ou de medições físicas em sistemas reais. Os dados a serem obtidos devem corresponder a uma situação de um transitório após uma pequena perturbação no sistema, de forma a excitar os modos de oscilação do mesmo. Estas perturbações podem ser modeladas em simulações através da simulação de faltas transitórias (não-permanentes) aplicadas em sistemas operando na condição de equilíbrio dinâmico a ser analisada. Para que possam ser classificadas como pequenas perturbações (ou seja, não fazem o sistema operar longe do seu ponto de

equilíbrio), as faltas transitórias aplicadas devem possuir uma resistência na sua conexão com o neutro e também devem possuir um tempo total pequeno. Ainda, para evitar efeitos de assimetria oriundos das faltas, faltas trifásicas devem ser aplicadas. Como esta proposta é justificada pela precisão nos modelos no domínio do tempo, as simulações devem ser realizadas em simuladores de transitórios eletromagnéticos, como ATP, EMTP-RV, PSCAD, entre outros, uma vez que nestes simuladores o sistema possui uma representação trifásica magneticamente acoplada, possibilitando uma análise completa da dinâmica do SEP com desequilíbrio da carga.

- 2) *Filtragem do sinal:* Como a medida de velocidade do gerador apresenta uma oscilação periódica sustentada que não diz respeito à dinâmica do sistema, um passo de filtragem do sinal, obtido no passo anterior, é necessário antes da estimação modal ser realizada, de forma a remover esta oscilação que possui frequência igual a duas vezes a frequência fundamental do sistema. Neste trabalho, é proposta a utilização de um filtro Butterworth passa-baixas de segunda ordem neste passo, com frequência de corte de 70 Hz, já que com estas características é possível filtrar a oscilação sustentada tanto de sistemas operando em 60 Hz como em 50 Hz. Ainda, as harmônicas de ordem superior presentes na velocidade em regime permanente também são filtradas, o que é positivo, já que também não representam o comportamento dinâmico transitório do sistema. Cabe ressaltar que as oscilações eletromecânicas (OEMs) possuem frequências baixas, entre 0,5 Hz e 10 Hz (KUNDUR, 1994), de modo que estas frequências não são filtradas neste passo da estrutura proposta. Os parâmetros do filtro devem ser projetados de acordo com a frequência de amostragem (ou passo de integração do simulador) utilizada no Passo 1.
- 3) *Adequação dos dados:* Os dados obtidos a partir de simulações ou medições diretas no sistema podem possuir um número excessivo de informações, já que as oscilações eletromecânicas possuem uma frequência muito menor do que a fundamental. Assim, antes de extrair os parâmetros das oscilações presentes no sinal de velocidade, o sinal obtido no Passo 2) passa por um processo de subamostragem, reduzindo o seu número de amostras para um valor entendido como adequado do ponto de vista numérico e computacional, buscando o menor número possível de amostras que representem corretamente a oscilação analisada. Neste trabalho, a subamostragem foi realizada para garantir um sinal com aproximadamente 1.000 amostras em um intervalo de 10 segundos de dados.
- 4) *Estimação dos modos de oscilação:* Após a adequação dos dados obtidos, os modos de oscilação presentes no sinal de velocidade são estimados. Neste estágio, diversos modos observáveis no sinal de velocidade são estimados, e não somente os modos eletromecânicos. Para a estimação destes modos, é proposta a utilização

do método de Estimação de Parâmetros de Sinais Através de Técnicas de Invariância Rotacional (ESPRIT, do inglês *Estimation of Signal Parameters Through Rotational Invariant Techniques*). Este método utiliza modelos senoidais e estima as frequências e potências de cada um dos seus componentes harmônicos. Este é um método que se baseia no subespaço dos sinais<sup>15</sup>, em contrapartida à utilização do subespaço de ruído por outros métodos existentes (BOLLEN; GU, 2006), e considera o problema de autovalores generalizados neste subespaço, explorando as propriedades do sinal.

O Método ESPRIT para estimação dos parâmetros de um dado modelo é aplicado a um sinal contendo a sua resposta transitória, como

$$\tilde{y}(t_k) = \sum_{i=1}^p A_i e^{-\alpha_i t_k} \cos(2\pi f_i t_k + \phi_i) + e(t_k) \quad (4.1)$$

onde  $i$  refere-se à senoide  $i$  e  $p$  é o número total de senoides (fixado previamente). Ainda,  $A_i$  é a amplitude inicial,  $\alpha_i$  é a taxa de decaimento,  $t_k$  é o instante de tempo associado ao passo  $k$ ,  $f_i$  é a frequência da senoide,  $\phi_i$  é o desvio angular e  $e(t_k)$  é um possível erro de medição.

Utilizando o sinal obtido no Passo 3) como entrada, o método ESPRIT pode ser implementado da seguinte forma (BOLLEN; STYVAKTAKIS; GU, 2005; BOLLEN; GU, 2006; ROY; KAILATH, 1989):

- a) Considerando que o sinal analisado é dado por um vetor de dados amostrados  $y(t_k) = [z(t_k) \ \dots \ z(t_{k+M-1})]^T$ , sendo  $M > p$ , a estimativa amostral da matriz de covariância  $R$  do sinal é calculada por:

$$R = \frac{1}{M} \sum_{t_k=1}^M y(t_k) y^T(t_k) . \quad (4.2)$$

- b) Os autovalores e autovetores de  $R$ , respectivamente  $\lambda_i$  e  $s_i$ , são calculados. Os autovalores são então ordenados em ordem decrescente de acordo com o seu módulo, juntamente com os seus autovetores.

- c) Considerando os primeiros  $p$  autovetores, a matriz  $S$  é construída como  $S = [s_1 \ \dots \ s_p]$  e as matrizes  $S_1$  e  $S_2$  como

$$S_1 = \begin{bmatrix} I_{M-1} & 0 \end{bmatrix} \cdot S \quad (4.3)$$

---

<sup>15</sup>Em processamento de sinais, é possível decompor um dado sinal em dois subespaços mutuamente ortogonais, um destes representando o ruído presente no sinal e o outro representando efetivamente o sinal (HERMUS, 2007). Na metodologia utilizada nesta tese, tal observação é realizada através da divisão dos autovetores da matriz de autocorrelação do sinal representando respectivamente os autovalores de maior e menor módulo. Os autovalores de maior módulo possuem autovetores que definem o subespaço de sinal, ao passo que os de menor módulo possuem autovetores que definem o subespaço de ruído (BOLLEN; GU, 2006, p. 234).



$$S_2 = \begin{bmatrix} 0 & I_{M-1} \end{bmatrix} \cdot S \quad (4.4)$$

onde  $I_{M-1}$  é a matriz identidade de ordem  $(M - 1)$ .

- d) Os autovalores da matriz  $\varphi = (S_1^T S_1)^{-1} S_1^T S_2$  são calculados. Estes autovalores  $(c_1, \dots, c_p)$  determinam as frequências  $f_i$  e os fatores de amortecimento  $\alpha_i$  do modelo definido, através das seguintes expressões:

$$f_i = \frac{\hat{\text{ângulo}}(c_i)}{2\pi\Delta t} \quad (4.5)$$

$$\alpha_i = -\frac{\ln(|c_i|)}{\Delta t} \quad (4.6)$$

onde  $\Delta t$  é o período de amostragem do sinal transitório.

Para calcular os outros parâmetros do modelo representado pelo sinal, o seguinte sistema é resolvido utilizando  $N$  amostras do sinal, sendo  $N > M$ :

$$X = V\mathcal{H} \quad (4.7)$$

onde

$$V = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 \\ c_1 & c_2 & \cdots & c_p \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ c_1^{N-1} & c_2^{N-1} & \cdots & c_p^{N-1} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

$$X = \begin{bmatrix} z(t_0) & z(t_1) & \cdots & z(t_{N-1}) \end{bmatrix}^T \quad (4.9)$$

$$\mathcal{H} = \begin{bmatrix} h_1 & h_2 & \cdots & h_p \end{bmatrix}^T . \quad (4.10)$$

A solução de mínimos quadrados para (4.7) é

$$\mathcal{H} = (V^H V)^{-1} V^H X . \quad (4.11)$$

Tendo calculado os autovalores de  $\mathcal{H}$ , a amplitude e a fase inicial das senoides amortecidas são dadas respectivamente por:

$$A_i = 2 \cdot |h_i| \quad (4.12)$$

$$\phi = \hat{\text{ângulo}}(h_i) \quad (4.13)$$

Note que este método exige o cálculo de autovalores e autovetores de uma matriz que é de ordem proporcional ao tamanho do sinal analisado, justificando a necessidade da subamostragem do sinal de velocidade medido e/ou obtido através de simulações.

5) *Determinação dos modos eletromecânicos*: No passo anterior foram calculados os parâmetros de  $p$  senoides, incluindo senoides que não representam as oscilações eletromecânicas, de modo que o objetivo desta proposta é apenas a determinação destas oscilações. O presente passo consiste na seleção da senoide que corresponde à oscilação eletromecânica. A determinação de tal senoide é realizada através de um conjunto de regras que filtram as  $p$  senoides obtidas no passo anterior. Tais regras incluem:

- Limitação da frequência das senoides para valores típicos de OEMs (0,1–10 Hz);
- Exclusão de senoides com amortecimento extremamente alto ou extremamente baixo, e;
- Exclusão de senoides com amplitude inicial muito baixa.

Após este passo, resta somente o modo que representa a oscilação eletromecânica, possibilitando a análise da EAPP do sistema estudado.

Com esta estrutura definida, foram realizadas diversas simulações a fim de se analisar o desempenho dinâmico de SDEE com GSD em condições de desequilíbrio de carga. As seções subsequentes apresentam o estudo realizado, sendo que um caso em especial é analisado passo-a-passo através da estrutura proposta, de forma a exemplificar detalhadamente o método desenvolvido.

## 4.2 Cenário do Estudo

De forma a demonstrar a aplicabilidade da estrutura proposta, o desempenho dinâmico de geradores síncronos com desequilíbrio da carga foi analisado com o mesmo. Para tanto, o software ATP foi utilizado para a simulação de pequenas perturbações no sistema-teste B, descrito no Apêndice A, considerando o modelo de excitatriz rápida com  $K_a = 150$  e  $T_a = 0,15$  no caso base. Para representar o desequilíbrio da carga, um fator de desequilíbrio da carga (FDC), denominado  $\ell$ , e um parâmetro  $\phi$ , foram definidos e utilizados para representar a variação da carga neste estudo.

O fator  $\ell$  representa o grau de variação da potência aparente da carga de duas fases, mantendo-se a terceira fase com carga constante. A variação em uma das duas fases é incremental, ao passo que na outra fase ela é decremental, mantendo assim a potência aparente trifásica constante em todos os casos. O cálculo da nova potência aparente das cargas modificadas é realizado da seguinte forma:

$$S_{il} = (1 + \ell) \cdot S_{\text{monofásica}} \quad (4.14)$$

$$S_{dl} = (1 - \ell) \cdot S_{\text{monofásica}} \quad (4.15)$$

$$S_{ul} = S_{\text{monofásica}} \quad (4.16)$$

onde  $S_{\text{monofásica}}$  é a potência aparente monofásica da carga no caso equilibrado, e  $S_{il}$ ,  $S_{dl}$ , e  $S_{ul}$  são respectivamente as potências aparentes da carga incrementada, decrementada, e constante. Já o parâmetro  $\phi$  representa as fases que possuem sua carga variada. Assim,  $\phi$  é dado por duas fases (por exemplo, AB), sendo que a primeira representa a fase que possui sua carga incrementada (ou seja, com  $S_{il}$ ) e a segunda representa a fase do sistema cuja carga foi decrementada (ou seja, com  $S_{dl}$ ). A fase que não aparece em  $\phi$  é a que é possui a sua potência aparente mantida constante (ou seja, com  $S_{ul}$ ).

Todos os controladores foram implementados no ATP utilizando a linguagem MODELS. Além disso, foi necessária uma atenção especial ao cálculo da tensão terminal para este estudo, que representa efetivamente o tipo de realimentação de tensão utilizado no AVR. Na modelagem equilibrada tradicional de sistemas de potência, a realimentação de tensão é obtida através do módulo do fasor que representa as tensões de eixo direto e em quadratura. Entretanto, tal fasor não é constante para sistemas com desequilíbrio da carga, pois as tensões de eixo direto e em quadratura passam a variar no tempo. Além disso, o cálculo da tensão terminal desta forma é uma consequência do tipo de realimentação utilizado, que, no caso equilibrado, é irrelevante, pois o módulo das tensões nas três fases é a mesma. Na falta de informações genéricas o suficiente sobre como é implementada na prática esta realimentação da tensão<sup>16</sup>, foram considerados quatro tipos de realimentação de tensão neste estudo, a saber:

Tipo 1)  $V_t = \text{RMS} \{V_\beta\}$ , onde  $\beta$  é a fase que falta em  $\phi$ , ou seja, a fase com carga constante;

Tipo 2)  $V_t = \text{RMS} \{V_\beta\}$ , onde  $\beta$  é a primeira fase de  $\phi$ , ou seja, a fase com aumento de carga;

Tipo 3)  $V_t = \text{RMS} \{V_\beta\}$ , onde  $\beta$  é a segunda fase de  $\phi$ , ou seja, a fase com decréscimo de carga;

Tipo 4)  $V_t = (\text{RMS} \{V_a\} + \text{RMS} \{V_b\} + \text{RMS} \{V_c\}) / 3$ ;

As realimentações 1, 2, e 3 compreendem, na verdade, a definição da tensão terminal como a tensão terminal de uma das fases do gerador, que foi separada em diferentes definições para uma melhor compreensão dos resultados obtidos. A definição 4 é uma definição equivalente à praticada por alguns fabricantes de sistemas de excitação e controle, conforme contato com os mesmos, onde um retificador trifásico de meia-onda e um filtro passa-baixas são utilizados para a obtenção da tensão de controle.

<sup>16</sup>Foram pesquisadas informações junto a fornecedores de sistemas de excitação bem como na literatura. Dentro da literatura não foram encontradas informações a este respeito. Entretanto, através do contato com fabricantes de sistemas de excitação e controle, obtivemos a informação de que, na maioria dos casos, a tensão de controle é equivalente à média da tensão nas três fases, calculada a partir dos valores RMS de cada fase. Esta representação equivale à medida da tensão terminal através de um retificador trifásico de meia-onda seguido de um filtro passa-baixas.

Para uma melhor compreensão do efeito do desequilíbrio no desempenho dinâmico de SDEE com GSD, foram realizadas as seguintes variações paramétricas no sistema:

- $\ell = 5, 10, 20, 30, 50, 70, \text{ e } 100\%$ ;
- $\phi = AB, AC, BA, BC, CA, CB$ ;
- $V_t$ : Definições de 1 a 4.

Após a realização das simulações através do software ATP, a estrutura definida na seção anterior foi utilizada para a obtenção do modo eletromecânico associado ao transitório observado. Como o objetivo era o estudo do desempenho dinâmico a pequenas perturbações no sistema, foram simuladas diversas faltas trifásicas transitórias com cada vez menos severidade (maior resistência de falta e menor duração), até que fosse observado que a característica do modo eletromecânico pudesse ser considerada local, sem grande influência das não-linearidades.

### 4.3 Análise de um Caso Passo-a-Passo

De forma a ilustrar todo o procedimento realizado na estrutura proposta, bem como as suas implicações, será apresentada inicialmente a análise passo-a-passo de uma simulação, antes dos resultados de todos os casos serem apresentados na seção subsequente. O caso apresentado passo-a-passo refere-se a  $\phi = AB$  com  $\ell = 50\%$ , ou seja, a fase A possui um acréscimo de 50% da carga e a fase B possui um decréscimo de 50% da carga, com a realimentação de tensão do tipo 4.

#### 4.3.1 Aquisição de dados

O caso estudado foi simulado no software ATP através de uma pequena perturbação transitória no instante  $t = 10$  s. O sinal de variação da velocidade angular do gerador,  $\Delta\omega$ , adquirido através desta simulação, está apresentado na Figura 4.1<sup>17</sup>. Observe que a velocidade não é constante em regime permanente (até 10 segundos), e, inclusive, a oscilação sustentada não cessa durante a oscilação eletromecânica. Este é o efeito do desequilíbrio na velocidade do gerador síncrono, conforme apresentado no Capítulo 3. Para visualizar melhor este efeito, a Figura 4.2 mostra a variação da velocidade angular da máquina síncrona simulada em regime permanente sob três condições de desequilíbrio,  $\ell$ : 0, 50%, e 100%. Note que à medida que o desequilíbrio aumenta, a amplitude desta oscilação sustentada também aumenta.

---

<sup>17</sup>A Figura 4.1 apresenta também a medição de 1 segundo do período pré-falta, além do período pós-falta, somente para fins didáticos, pois na estrutura proposta e nos programas desenvolvidos somente o período pós-falta é armazenado e utilizado para análise, conforme será visto nas próximas figuras desta seção.

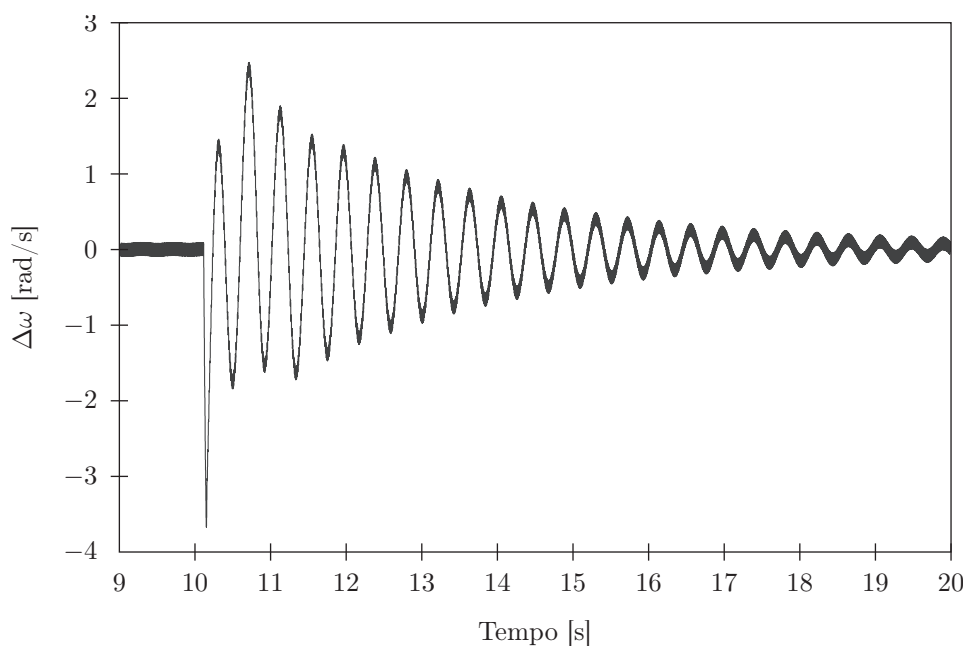


Figura 4.1: Sinal de velocidade do gerador após uma falta.

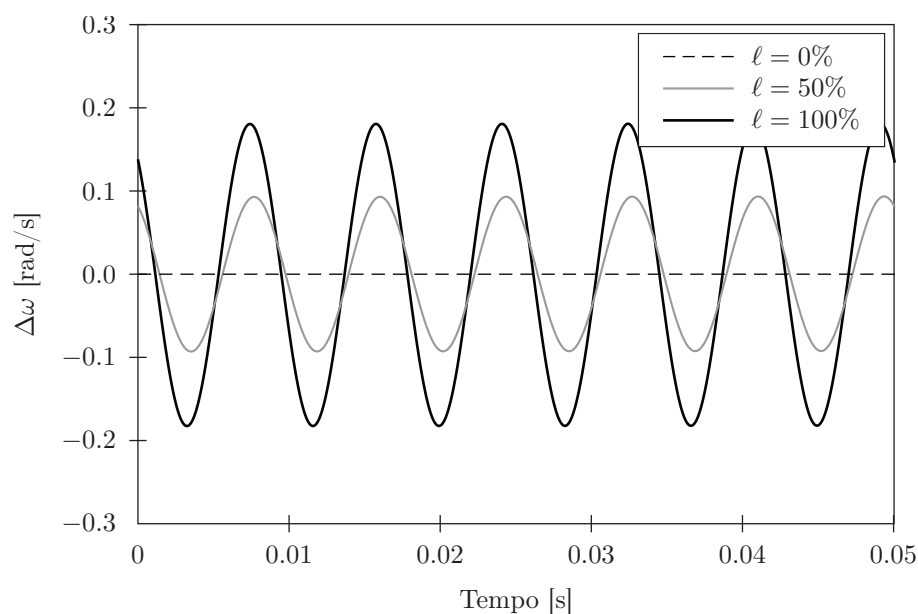


Figura 4.2: Comportamento em regime permanente da velocidade do gerador no caso desequilibrado.

### 4.3.2 Filtragem e subamostragem do sinal

O segundo e o terceiro passos da estrutura proposta compreendem a filtragem e a subamostragem do sinal adquirido no Passo 1, respectivamente. Após estes passos, o sinal completo apresentado na Figura 4.1 adquire a forma apresentada na Figura 4.3. Como pode ser observado, a oscilação sustentada é retirada do sinal, restando somente as oscilações de baixa frequência. A Figura 4.4 ilustra a comparação do sinal de variação da velocidade completo e filtrado, apresentando com mais clareza o objetivo deste passo.

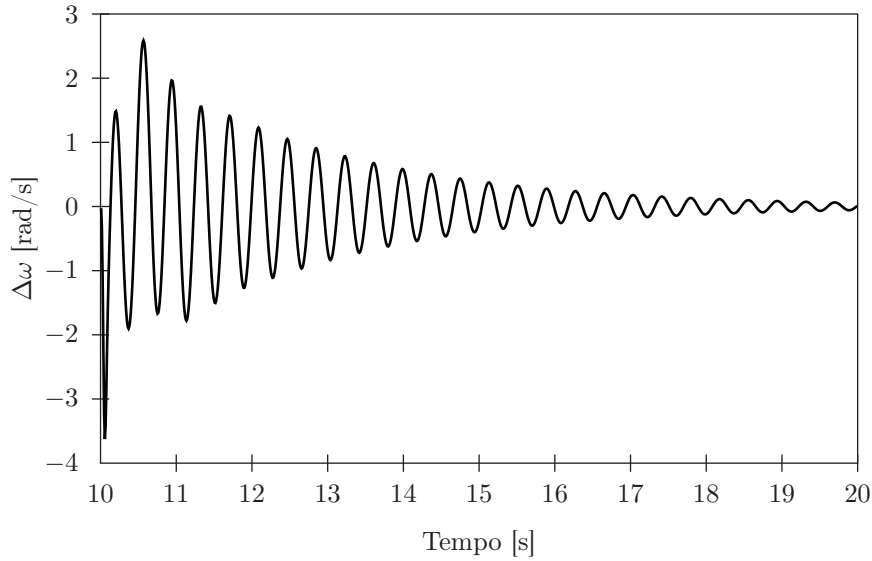


Figura 4.3: Sinal de velocidade do gerador após uma falta, subsequente ao processo de filtragem e subamostragem.

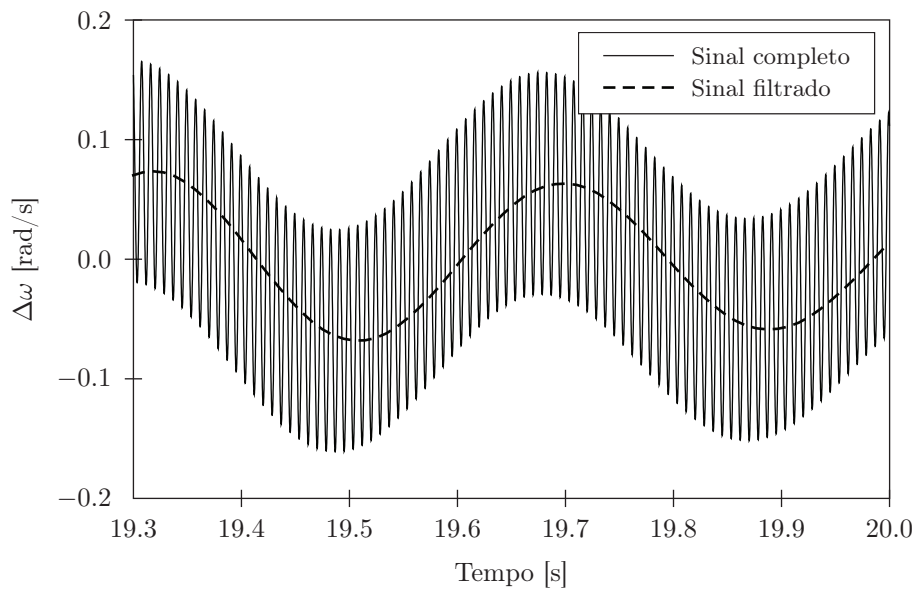


Figura 4.4: Comparação do sinal de velocidade do gerador após uma falta antes e depois do processo de filtragem e subamostragem.

### 4.3.3 Estimação dos modos de oscilação

Após a filtragem e a subamostragem do sinal de variação da velocidade do gerador pós-falta, o método ESPRIT é utilizado para a estimação dos modos presentes no sinal adquirido. Neste exemplo, o valor de  $p$ , número de senoides amortecidas presentes no sinal, foi fixado em 10. Sendo assim, 10 senoides amortecidas foram estimadas a partir do sinal analisado. Entretanto, deve-se observar que no método ESPRIT cada modo corresponde a uma senoide amortecida de frequência positiva e outra de frequência negativa, e, desta forma, um máximo de 5 senoides amortecidas poderiam ser estimadas a partir do sinal

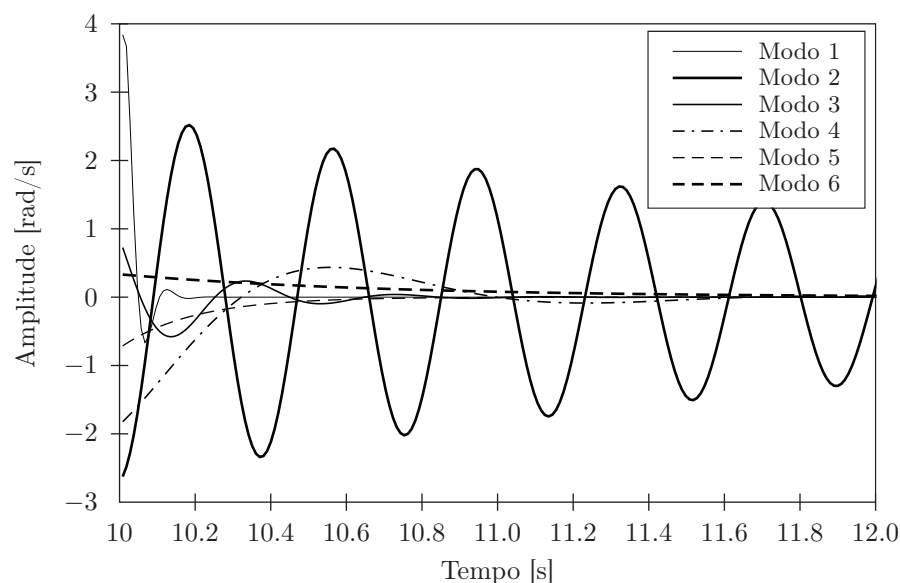


Figura 4.5: Senoides amortecidas estimadas pelo método ESPRIT para o caso analisado.

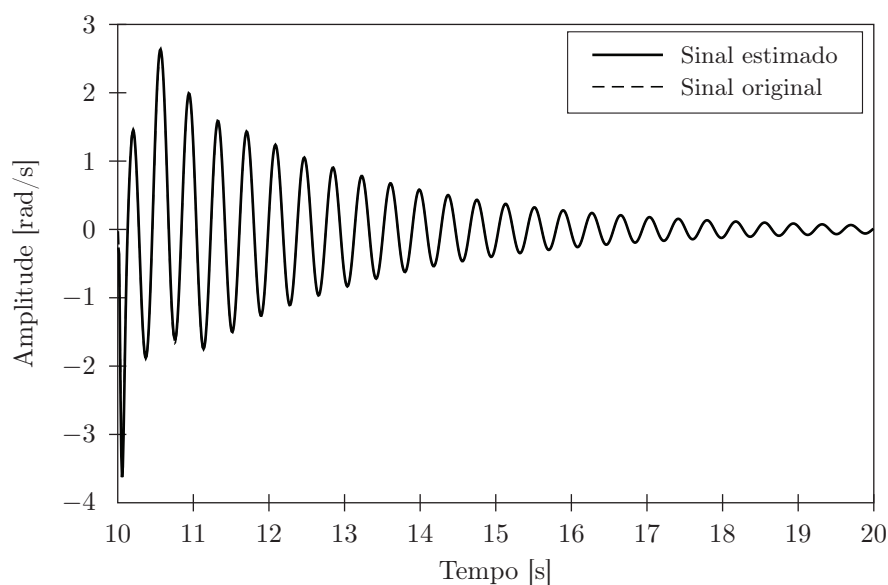


Figura 4.6: Comparação entre o sinal original após filtragem e subamostragem e o sinal reconstituído a partir das senoides amortecidas estimadas pelo método ESPRIT.

analisado. A Figura 4.5 apresenta as senoides amortecidas estimadas através da análise do sinal de variação de velocidade pelo método ESPRIT no caso analisado. Note que foram apresentadas 6 senoides amortecidas, uma vez que duas delas possuem frequência nula, e, sendo assim, não correspondem a senoides, mas sim a exponenciais decrescentes (componentes DC) do sinal.

As senoides encontradas, que representam modos de oscilação do sistema analisado, possuem as seguintes frequências de oscilação,  $f_i$ , e taxas de amortecimento,  $\zeta_i$ , para cada modo  $i$ :  $f_1 = 8,9$  Hz e  $\zeta_1 = 49,3$  %,  $f_2 = 2,63$  Hz e  $\zeta_2 = 2,4$  %,  $f_3 = 2,53$  Hz e  $\zeta_3 = 27,5$  %,  $f_4 = 0,74$  Hz e  $\zeta_4 = 45,9$  %, e  $f_{5,6} = 0$  Hz e  $\zeta_{5,6} = 100$  %. Ainda, as amplitudes iniciais,

$A_i$ , calculadas foram de (em módulo):  $A_1 = 5,1$  rad/s,  $A_2 = 2,7$  rad/s,  $A_3 = 1,1$  rad/s,  $A_4 = 1,8$  rad/s,  $A_5 = 0,7$  rad/s, e  $A_6 = 0,33$  rad/s. A partir destas senoides calculadas, pode-se reconstruir o sinal original, através de (4.1). Para demonstrar a eficácia do método na estimação das senoides amortecidas, o sinal foi reconstituído a partir dos parâmetros estimados e este sinal foi comparado com o sinal original após o processo de filtragem e subamostragem. Esta comparação está ilustrada na Figura 4.6. Conforme apresenta esta figura, o sinal estimado corresponde a uma ótima representação do sinal original.

#### 4.3.4 Determinação dos modos eletromecânicos

Dos 6 modos estimados no passo anterior, somente um compreende um modo eletromecânico, uma vez que há somente um gerador síncrono no sistema analisado. Como os modos 5 e 6 não são oscilatórios, eles não podem representar uma oscilação eletromecânica. Em relação aos modos 1, 2, 3, e 4, todos possuem frequências plausíveis para modos eletromecânicos, e destes o que possui o menor amortecimento é o modo 2. Se as amplitudes iniciais destes modos foram consideradas juntamente com as suas respectivas taxas de decaimento e o tempo total que cada modo influencia significativamente o sinal for calculado, verifica-se que o modo que possui influência por mais tempo é o modo 2, conforme pode ser visto na Figura 4.5. Na verdade, através da própria figura é possível verificar que os modos 1, 3, e 4 decaem muito mais rapidamente do que o modo 2, devido às taxas de amortecimento e às amplitudes iniciais que os caracterizam. Sendo assim, o modo 2 é determinado como o modo que representa a dinâmica eletromecânica. Para mostrar que este modo isoladamente representa de forma fidedigna esta dinâmica, a Figura 4.7 compara o sinal referente somente a este modo e o sinal completo de variação da velocidade do gerador, após o processo de filtragem e subamostragem. Conforme pode ser observado, após os instantes iniciais após à perturbação, o modo 2 apresenta-se praticamente idêntico ao sinal completo da variação da velocidade. Os outros modos estimados através do método ESPRIT são efeitos de não-linearidades do sistema e modos de controle, que possuem um amortecimento bem mais elevado do que o do modo determinado como eletromecânico, e, portanto, só atuam nos primeiros instantes após a perturbação.

## 4.4 Resultados

Os resultados obtidos através das simulações descritas na Seção 4.2, bem como a análise dos mesmos, estão apresentados a seguir, separados de acordo com o tipo de realimentação utilizado, sendo que uma análise comparativa entre os quatro tipos de realimentação de tensão é apresentada ao final.



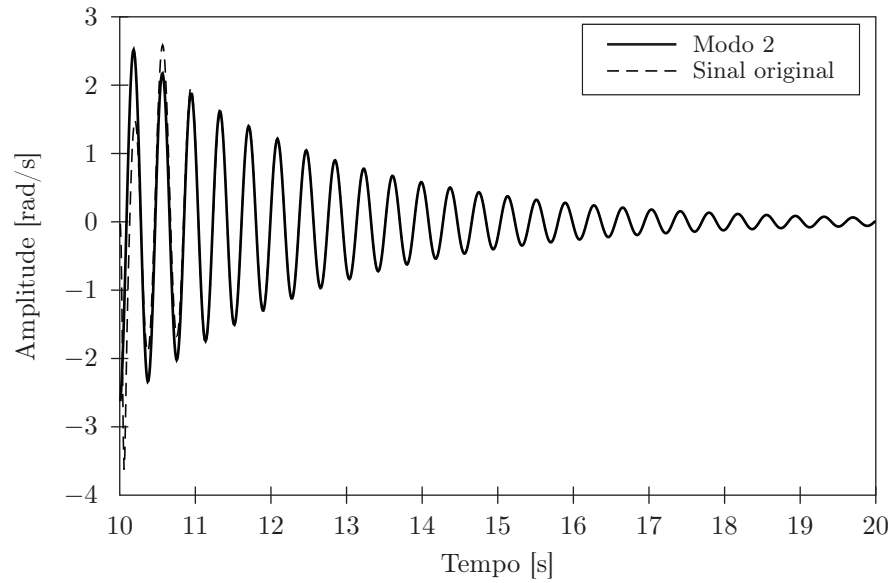


Figura 4.7: Comparação entre o a dinâmica isolada do modo determinado como eletromecânico e do sinal original adquirido (após filtragem e subamostragem).

Tabela 4.1: Efeito combinado do tipo de realimentação de tensão e do desequilíbrio da carga no amortecimento das oscilações eletromecânicas – Realimentação de tensão tipo 1.

$\phi$	$\ell$ [%]	Real	Imag.	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$\phi$	$\ell$ [%]	Real	Imag.	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	
–	0	–0,298	16,535	2,6	1,8	–	0	–0,298	16,535	2,6	1,8	
AB	10	–0,368	16,410	2,6	2,2	AC	10	–0,208	16,606	2,6	1,3	
	20	–0,447	16,258	2,6	2,8		20	–0,104	16,630	2,7	0,6	
	30	–0,530	16,056	2,6	3,3		30	Instabilidade oscilatória				
	50	–0,750	15,544	2,5	4,8		50	Instabilidade oscilatória				
	100	–1,322	14,271	2,3	9,2		100	Instabilidade oscilatória				
BA	10	–0,207	16,606	2,6	1,3	BC	10	–0,375	16,424	2,6	2,3	
	20	–0,105	16,632	2,7	0,6		20	–0,448	16,275	2,6	2,8	
	30	Instabilidade oscilatória		100	30		–0,524	16,085	2,6	3,3		
	50	Instabilidade oscilatória			50		–0,737	15,572	2,5	4,7		
	100	Instabilidade oscilatória			100		–1,330	14,310	2,3	9,3		
CA	10	–0,375	16,423		2,6	2,3	CB	10	–0,210	16,607	2,6	1,3
	20	–0,449	16,272		2,6	2,8		20	–0,104	16,629	2,7	0,6
	30	–0,527	16,077	2,6	3,3	30		Instabilidade oscilatória				
	50	–0,738	15,573	2,5	4,7	50		Instabilidade oscilatória				
	100	–1,333	14,302	2,3	9,3	100		Instabilidade oscilatória				

#### 4.4.1 Efeito do desequilíbrio da carga na realimentação do tipo 1

Os resultados para a realimentação da tensão do tipo 1 estão apresentados na Tabela 4.1<sup>18</sup>, como função do FDC para diferentes pares de  $\phi$ . Pode-se observar que para algumas combinações de desequilíbrio de fases o amortecimento das oscilações eletromecânicas

<sup>18</sup>Nesta tabela e nas tabelas que se seguem, o termo “instabilidade oscilatória” será designado para aquelas simulações que não puderam ser concluídas pois o software utilizado resultou em erro devido à instabilidade, não sendo possível, portanto, a determinação das características do modo eletromecânico.

Tabela 4.2: Efeito combinado do tipo de realimentação de tensão e do desequilíbrio da carga no amortecimento das oscilações eletromecânicas – Realimentação de tensão tipo 2.

$\phi$	$\ell$ [%]	Real	Imag.	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$\phi$	$\ell$ [%]	Real	Imag.	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]
–	0	–0,298	16,535	2,6	1,8	–	0	–0,298	16,535	2,6	1,8
	5	–0,244	16,584	2,6	1,5		5	–0,288	16,545	2,6	1,7
	10	–0,189	16,619	2,6	1,1		10	–0,280	16,553	2,6	1,7
AB	20	–0,025	16,590	2,6	0,2	AC	20	–0,265	16,567	2,6	1,6
	30	Instabilidade oscilatória					30	–0,255	16,579	2,6	1,5
	50	Instabilidade oscilatória					50	–0,248	16,595	2,6	1,5
	5	–0,287	16,543	2,6	1,7		5	–0,243	16,582	2,6	1,5
	10	–0,278	16,552	2,6	1,7		10	–0,184	16,617	2,6	1,1
BA	20	–0,264	16,566	2,6	1,6	BC	20	–0,025	16,590	2,6	0,1
	30	–0,255	16,578	2,6	1,5		30	Instabilidade oscilatória			
	50	–0,248	16,595	2,6	1,5		50	Instabilidade oscilatória			
	5	–0,241	16,582	2,6	1,4		5	–0,284	16,540	2,6	1,7
	10	–0,184	16,617	2,6	1,1		10	–0,276	16,549	2,6	1,7
CA	20	–0,027	16,594	2,6	0,2	CB	20	–0,262	16,564	2,6	1,6
	30	Instabilidade oscilatória					30	–0,252	16,576	2,6	1,5
	50	Instabilidade oscilatória					50	–0,246	16,593	2,6	1,5

continua a aumentar, como nos casos supracitados. Contudo, para algumas combinações,  $\zeta$  diminuiu. Além disso, quando comparamos as combinações de fases desequilibradas contendo um mesmo  $V_t^{19}$ , é possível observar que, para um dado  $V_t$  com um  $\beta$  fixo e  $\ell$  crescente, o amortecimento do sistema pode tanto diminuir ou aumentar, dependendo de qual fase possui maior e menor carregamento: as características são opostas dependendo do desequilíbrio da fase para um dado valor de  $\beta$ .

Nos casos estudados, é possível observar que a variação do amortecimento do sistema é bastante significativa, como, por exemplo, no caso com  $\ell = 30\%$ , onde existem 3 casos em que o sistema já é instável (AC, BA, e CB) e 3 casos onde o amortecimento do sistema é quase 2 vezes superior ao do caso equilibrado (AB, BC, e CA). Nos casos onde o amortecimento aumentou, este aumento para  $\ell = 100\%$  em comparação ao caso equilibrado foi superior a 500% em termos relativos (de 1,8% para 9,2%). A frequência do modo eletromecânico, entretanto, sofreu uma variação muito baixa, que só pode ser observada para um FDC superior a 30%.

#### 4.4.2 Efeito do desequilíbrio da carga na realimentação do tipo 2

Resultados similares para o segundo tipo de realimentação de tensão estão apresentados na Tabela 4.2. Através destes resultados é possível observar um comportamento bastante diferente dos observados para a realimentação do tipo 1. Novamente, comportamentos diferentes também foram observados para cada  $\phi$ , sendo que, neste caso, o amortecimento

<sup>19</sup>Ou seja, comparando os resultados de  $\phi = AB$  com os resultados de  $\phi = BA$ , os de  $\phi = AC$  com os de  $\phi = CA$ , e os resultados de  $\phi = BC$  com os resultados de  $\phi = CB$ .

Tabela 4.3: Efeito combinado do tipo de realimentação de tensão e do desequilíbrio da carga no amortecimento das oscilações eletromecânicas – Realimentação de tensão tipo 3.

$\phi$	$\ell$ [%]	Real	Imag.	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$\phi$	$\ell$ [%]	Real	Imag.	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]
–	0	–0,298	16,535	2,6	1,8	–	0	–0,298	16,535	2,6	1,8
	5	–0,305	16,522	2,6	1,8		5	–0,342	16,465	2,6	2,1
	10	–0,316	16,509	2,6	1,9		10	–0,389	16,386	2,6	2,3
AB	20	–0,340	16,480	2,6	2,1	AC	20	–0,481	16,183	2,6	3,0
	30	–0,367	16,444	2,6	2,2		30	–0,600	15,896	2,5	3,8
	50	–0,427	16,346	2,6	2,6		50	–0,892	15,302	2,4	5,8
	5	–0,346	16,471	2,6	2,1		5	–0,304	16,519	2,6	1,8
	10	–0,392	16,396	2,6	2,4		10	–0,315	16,507	2,6	1,9
BA	20	–0,480	16,204	2,6	3,0	BC	20	–0,339	16,478	2,6	2,1
	30	–0,576	15,954	2,5	3,6		30	–0,366	16,442	2,6	2,2
	50	–0,837	15,342	2,4	5,4		50	–0,427	16,344	2,6	2,6
	5	–0,307	16,523	2,6	1,8		5	–0,345	16,471	2,6	2,1
	10	–0,318	16,511	2,6	1,9		10	–0,391	16,394	2,6	2,4
CA	20	–0,342	16,483	2,6	2,1	CB	20	–0,480	16,199	2,6	3,0
	30	–0,369	16,448	2,6	2,2		30	–0,579	15,942	2,5	3,6
	50	–0,429	16,355	2,6	2,6		50	–0,855	15,318	2,4	5,6

diminuiu para todos pares de fases, em alguns casos de forma mais pronunciada, levando inclusive à instabilidade oscilatória para um FDC superior a 20%. Para outros casos, apesar de  $\zeta$  diminuir o sistema manteve-se estável para todos FDC estudados. Novamente, uma simetria foi observada em relação a  $V_t$  com  $\beta$  fixo e diferentes comportamentos da carga <sup>20</sup>: fixando  $V_t$  e variando as fases desequilibradas, ocorreu uma redução do amortecimento a diferentes taxas.

Novamente, a frequência de oscilação manteve-se praticamente constante para todos os casos estudados. Para este tipo de realimentação de tensão, entretanto, foi verificado um pequeno aumento na frequência de oscilação, ao invés de uma redução da mesma como observado no caso anterior, sendo que só é possível observar este aumento quando se verifica diretamente a parte imaginária dos modos estimados na Tabela 4.2.

### 4.4.3 Efeito do desequilíbrio da carga na realimentação do tipo 3

Resultados similares para a realimentação do tipo 3 estão apresentados na Tabela 4.3. A partir destes resultados é possível observar um comportamento ainda diferente de todos os outros tipos de realimentação analisados. Para este tipo de realimentação de tensão, o amortecimento do sistema aumentou para todos os pares de fases desequilibrados. Comparando as combinações de fases desequilibradas contendo um mesmo  $V_t$ <sup>21</sup>, entretanto,

<sup>20</sup>Ou seja, comparando os resultados de  $\phi = AB$  com os resultados de  $\phi = AC$ , os de  $\phi = BA$  com os de  $\phi = BC$ , e os resultados de  $\phi = CA$  com os resultados de  $\phi = CB$ .

<sup>21</sup>Ou seja, comparando os resultados de  $\phi = AB$  com os resultados de  $\phi = CB$ , os de  $\phi = AC$  com os de  $\phi = BC$ , e os resultados de  $\phi = BA$  com os resultados de  $\phi = CA$ .

Tabela 4.4: Efeito combinado do tipo de realimentação de tensão e do desequilíbrio da carga no amortecimento das oscilações eletromecânicas – Realimentação de tensão tipo 4.

$\phi$	$\ell$ [%]	Real	Imag.	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$\phi$	$\ell$ [%]	Real	Imag.	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]
–	0	–0,295	16,533	2,6	1,8	–	0	–0,295	16,533	2,6	1,8
AB	10	–0,297	16,532	2,6	1,8	AC	10	–0,297	16,532	2,6	1,8
	20	–0,302	16,528	2,6	1,8		20	–0,302	16,528	2,6	1,8
	30	–0,310	16,522	2,6	1,9		30	–0,310	16,522	2,6	1,9
	50	–0,336	16,502	2,6	2,0		50	–0,336	16,502	2,6	2,0
	70	–0,371	16,467	2,6	2,3		70	–0,371	16,467	2,6	2,2
	100	–0,437	16,376	2,6	2,7		100	–0,439	16,375	2,6	2,7
BA	10	–0,297	16,532	2,6	1,8	BC	10	–0,297	16,532	2,6	1,8
	20	–0,302	16,528	2,6	1,8		20	–0,302	16,528	2,6	1,8
	30	–0,311	16,523	2,6	1,9		30	–0,311	16,523	2,6	1,9
	50	–0,337	16,502	2,6	2,0		50	–0,337	16,503	2,6	2,0
	70	–0,373	16,468	2,6	2,3		70	–0,370	16,463	2,6	2,2
	100	–0,440	16,364	2,6	2,7		100	–0,439	16,367	2,6	2,7
CA	10	–0,297	16,532	2,6	1,8	CB	10	–0,297	16,532	2,6	1,8
	20	–0,302	16,528	2,6	1,8		20	–0,302	16,528	2,6	1,8
	30	–0,311	16,522	2,6	1,9		30	–0,311	16,523	2,6	1,9
	50	–0,336	16,502	2,6	2,0		50	–0,336	16,502	2,6	2,0
	70	–0,372	16,467	2,6	2,2		70	–0,371	16,466	2,6	2,3
	100	–0,440	16,378	2,6	2,7		100	–0,439	16,374	2,6	2,7

observam-se diferentes taxas de aumento deste amortecimento, já que para um dos pares  $\phi$ , um apresenta  $\zeta = 5,4\%$  para  $\ell = 50\%$  e o outro apresenta  $\zeta = 2,6\%$ .

A frequência de oscilação foi, novamente, praticamente constante para os casos estudados, sendo somente significativa para um FDC superior a 30% nos casos com maior acréscimo do amortecimento do sistema, o que mostra que o aumento do amortecimento do sistema também é uma consequência da redução da frequência de oscilação.

#### 4.4.4 Efeito do desequilíbrio da carga na realimentação do tipo 4

Resultados similares para a realimentação de tensão do tipo 4 estão apresentados na Tabela 4.4. Para este tipo de realimentação de tensão, o amortecimento do sistema aumentou para todos os casos analisados, e igualmente para todas as combinações de  $\phi$ . Na verdade, este tipo de realimentação de tensão é bastante genérica, uma vez que considera as três fases na determinação da tensão terminal. Assim, é esperado que diferentes combinações de  $\phi$  apresentem resultados similares.

Novamente, a frequência de oscilação manteve-se praticamente constante para todos os casos estudados, sendo somente possível observar uma modificação quando se analisa diretamente a parte imaginária do modo eletromecânico.

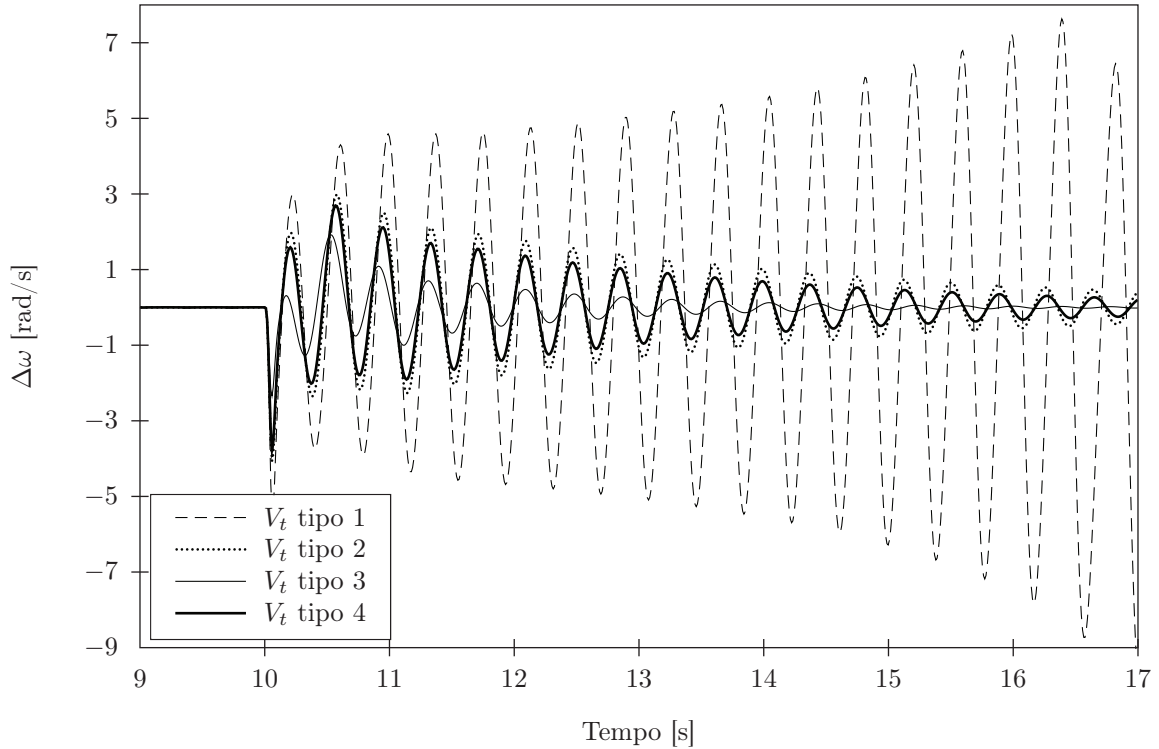


Figura 4.8: Desempenho dinâmico a pequenas perturbações para diferentes tipos de realimentação de tensão para  $\phi = AC$  e  $\ell = 30\%$ .

#### 4.4.5 Comparação entre os tipos de realimentação de tensão estudados

Conforme observado nas Tabelas 4.1 a 4.4, é possível concluir que diferentes tipos de realimentação de tensão afetam de forma significativa e diferente o amortecimento de oscilações eletromecânicas em uma dado sistema elétrico. Neste caso em específico, as condições são também severas, já que toda a carga do sistema está diretamente conectada aos terminais do gerador, sendo que esta carga é a responsável pelo desequilíbrio do sistema. Efeitos menos severos do desequilíbrio são esperados para casos menos severos, onde o desequilíbrio da carga ocorre eletricamente mais distante do gerador e mais próximo ao barramento infinito.

À parte destas considerações, é interessante observar o efeito do tipo da realimentação de tensão para o sistema sob as mesmas condições. Para tal análise, considere as Tabelas 4.1 a 4.4. Primeiramente, é interessante observar que no caso equilibrado, não há diferença no amortecimento e na frequência das oscilações eletromecânicas, o que decorre do fato de que o sistema efetivamente opera sob o mesmo ponto de operação em todos os tipos de realimentação (caso equilibrado).

Quando o sistema começa a operar com um certo grau de desequilíbrio, os diferentes tipos de realimentação de tensão levam o gerador (e portanto todo o sistema) a operar

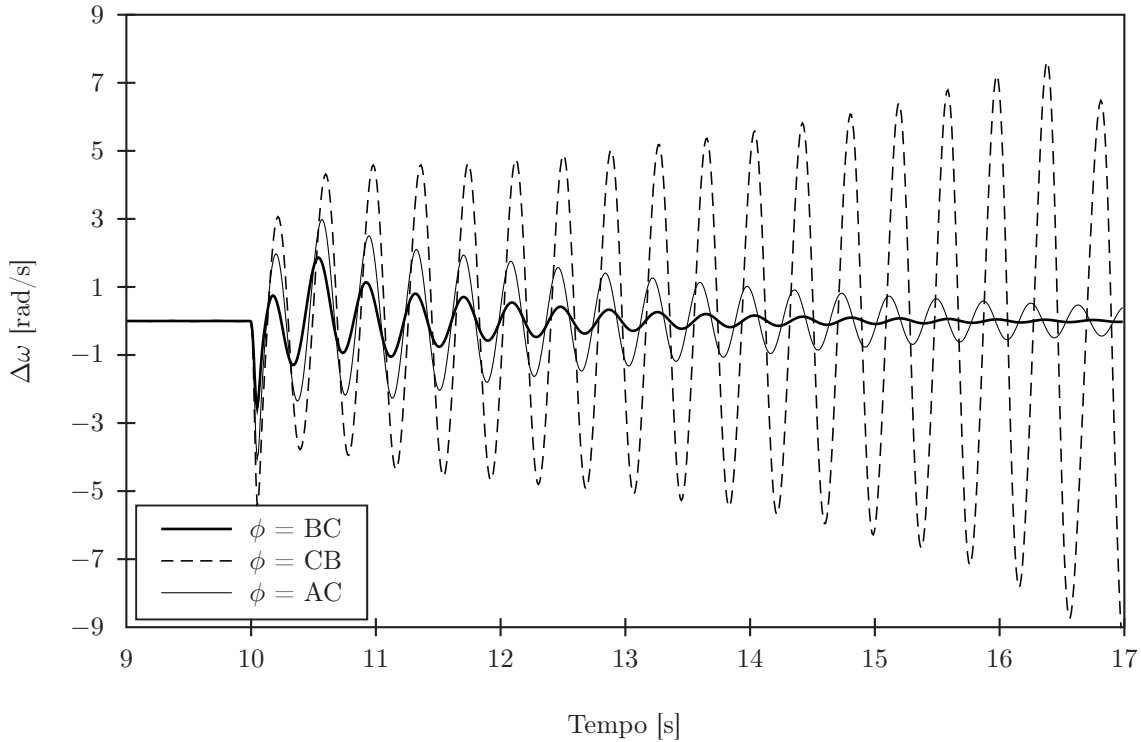


Figura 4.9: Desempenho dinâmico a pequenas perturbações para  $V_t = V_a$  com  $\ell = 20\%$  e diferentes valores de  $\phi$ .

sob diferentes condições de equilíbrio<sup>22</sup>, ou seja, em diferentes pontos de operação. Por exemplo: a realimentação 4 é genérica o suficiente, de forma que é indiferente para ela qual a fase que possui um carregamento maior ou menor, sendo importante somente o grau de desequilíbrio entre as fases. É razoável que seja desta forma, já que  $V_t$  não depende da tensão específica de uma fase, mas sim de todas elas. Quando  $V_t$  passa a depender da tensão específica de uma fase, como nas realimentações 1 a 3, então a fase que possui um carregamento maior ou menor passa a ser importante, já que leva o sistema a operar em um ponto (de equilíbrio) diferente. Por exemplo, quando comparamos os casos com  $\phi = AB$  das Tabelas 4.1 a 4.4, é possível observar todos os tipos de comportamentos como consequência de um acréscimo do desequilíbrio: um grande aumento do amortecimento, uma grande redução (levando inclusive o sistema à instabilidade), e um aumento moderado do mesmo. Um comportamento similar ocorre para  $\phi = AC$  e FDC igual a 30%, de acordo com a Figura 4.8, que apresenta o desvio da velocidade após uma pequena perturbação no sistema com diferentes realimentações de tensão. Portanto, se fosse necessário saber sobre o desempenho dinâmico deste sistema devido ao desequilíbrio, não haveria como prevê-lo se a informação do tipo de realimentação utilizado não fosse fornecida.

Esta conclusão, que foi obtida para diferentes definições de  $V_t$ , pode ser estendida também em relação à modelagem do sistema. Por exemplo: quando definimos  $V_t = V_a$ , (a

<sup>22</sup>Neste caso, o equilíbrio se dá através de uma órbita periódica (estável), conforme mencionado anteriormente.

tensão terminal é o valor RMS da tensão da fase A), pode-se comparar os casos BC e CB da Tabela 4.1, os casos AB e AC da Tabela 4.2 e os BA e CA da Tabela 4.3, já que todos estes casos possuem a mesma realimentação de tensão. As observações apresentam, novamente, todos os tipos possíveis de comportamentos com o aumento do desequilíbrio no sistema: grande aumento do amortecimento do sistema, grande redução, uma nova grande redução, uma pequena redução, um acréscimo moderado, e novamente um acréscimo moderado do amortecimento do sistema. A Figura 4.9 ilustra este comportamento mostrando a resposta da variação da velocidade para uma pequena perturbação no sistema com  $V_t = V_a$ , FDC de 30% e diferentes valores de  $\phi$ . A conclusão neste caso é a de que não somente o conhecimento de  $V_t$  é importante, mas também o conhecimento da característica do desequilíbrio da carga, o que não é corriqueiramente observado em todas as empresas de distribuição de energia elétrica. Ao menos uma estimativa destas características deve ser conhecida de forma que se possa, conservadoramente, prever o desempenho dinâmico do sistema. Claramente tal afirmativa é irrelevante no caso das definições mais gerais de  $V_t$  (tipo 4), mas aplica-se ao caso das definições menos gerais (tipos 1, 2, e 3).

## 4.5 Conclusões

A estrutura definida para estudos de EAPP em SEP com desequilíbrio da carga mostrou-se bastante robusta e precisa, conforme demonstrado na Seção 4.3. A utilização desta estrutura apresentou sua grande utilidade através da análise de uma série de casos, onde os dados foram obtidos através de simulações no domínio do tempo. Os estudos realizados neste capítulo ainda permitiram uma análise qualitativa do desempenho dinâmico a pequenas perturbações de um SEP simplificado, considerando o desequilíbrio da sua carga e diferentes tipos de realimentação de tensão. A partir destes estudos foi possível observar que:

- O desequilíbrio da carga afeta significativamente o desempenho dinâmico a pequenas perturbações de sistemas de potência, independentemente do tipo de realimentação de tensão empregado;
- O tipo de realimentação empregado é de grande importância na determinação da tendência observada do efeito do desequilíbrio no desempenho dinâmico a pequenas perturbações de sistemas de potência;

Estas conclusões tornam evidente a necessidade de utilização de uma ferramenta que considere tanto o desequilíbrio da carga como o tipo de realimentação empregado para a análise do desempenho dinâmico de sistemas de potência tanto a pequenas perturbações como a grandes perturbações, visto que se do ponto de vista local já há um efeito significativo do desequilíbrio e do tipo de realimentação. Portanto, do ponto de vista global o seu efeito deverá ser também bastante significativo. O estudo apresentado neste capítulo

ainda mostra que, apesar de comumente se desprezar o desequilíbrio da carga nos estudos envolvendo a GD, tal simplificação pode não ser aceitável nos casos onde o desequilíbrio é significativo, ou onde o tipo de realimentação de tensão empregado potencializa os efeitos do desequilíbrio. A tendência de consideração do efeito do desequilíbrio em estudos de estabilidade é evidenciada através da perspectiva de formação de grupos de trabalho enfocando este aspecto dentro de sociedades científicas internacionais, como dentro do Comitê de Desempenho Dinâmico de Sistemas de Potência (PSDP, do inglês *Power System Dynamic Performance*), parte integrante da Sociedade de Potência e Energia do IEEE (PES, do inglês *Power & Energy Society*), por exemplo. Este grupo de trabalho foi oficializado na última reunião deste comitê, em julho de 2010, e deverá iniciar oficialmente as suas atividades em julho de 2011.

Outra questão importante diz respeito à necessidade de informações relativas ao sistema estudado. A maneira como são realizados os cálculos da tensão terminal nos sistemas de excitação atualmente em operação é efetivamente o que define o tipo de realimentação de tensão empregada em um dado gerador, seja ele distribuído ou não. Este tipo de informação não é comumente conhecido pelos engenheiros na hora de estudar o desempenho dinâmico de um dado sistema, dado que esta informação não é normalmente divulgada pelos fabricantes de sistemas de excitação e controle para geradores síncronos. Nos sistemas equilibrados, a necessidade de tal informação é questionável, ao passo que em sistemas desequilibrados tal informação torna-se fundamental para a realização de um estudo criterioso sobre o desempenho dinâmico de um sistema de potência. Com a entrada dos geradores síncronos nas redes de distribuição de energia elétrica, este paradigma deve sim ser modificado, de forma que seja possível a realização de um estudo mais aprofundado de estabilidade destes sistemas.

Em contrapartida, o estudo realizado ainda revela que outras práticas comuns por parte das empresas de distribuição de energia também devem ser modificadas. Muitas empresas de distribuição de energia elétrica não possuem um registro completo e confiável dos dados das suas cargas, possuindo somente estimativas, muitas vezes até grosseiras, das mesmas. De acordo com as conclusões obtidas através deste estudo, pode-se dizer que tal prática não pode ser continuada nos sistemas onde geradores distribuídos estão para serem conectados, visto que a informação do desequilíbrio de carga nas fases é também crucial para a observação do desempenho dinâmico de tais sistemas.



# Abordagem Baseada em Modelos para Estudos de Estabilidade a Pequenas Perturbações

---

Estudos de estabilidade a pequenas perturbações em sistemas elétricos de potência representam um estágio crucial para o planejamento e para a operação de SEP. Atualmente, as formas mais comuns de realização destes estudos envolvem o desenvolvimento de um modelo dinâmico no espaço de estados e posterior linearização do mesmo em torno de um ponto de equilíbrio que representa o ponto de operação em que se deseja analisar o sistema. Este procedimento possui duas grandes vantagens em relação aos métodos baseados em dados, como o apresentado no Capítulo 4. A primeira delas é a redução no esforço computacional necessário para a análise, uma vez que a simulação não-linear de perturbações no domínio do tempo torna-se desnecessária. A segunda é a obtenção de uma fotografia completa do sistema, através de uma análise detalhada de autovetores e autovalores representando os modos de oscilação do sistema elétrico. Tal procedimento possibilita um conhecimento profundo das origens das oscilações de baixa frequência no sistema, auxiliando na busca de formas de mitigação das mesmas (por exemplo, através do projeto de controladores de amortecimento). A única desvantagem dos métodos baseados em modelos é que eles requerem um série de simplificações na obtenção de tais modelos, o que não ocorre nos métodos baseados em dados, justificando então uma análise conjunta através das duas abordagens para o conhecimento completo da dinâmica a pequenas perturbações do sistema. Uma abordagem baseada em dados para o estudo de pequenas perturbações em SEP com carga desequilibrada já foi apresentada no Capítulo 4, e, nesta tese, ainda é proposta uma abordagem baseada em modelos para o mesmo conjunto de sistemas. Esta proposta está apresentada neste capítulo, que propõe uma modelagem adequada para o problema, no Capítulo 6, que apresenta a linearização do modelo proposto, e no Capítulo 7, que apresenta os resultados obtidos com o modelo

desenvolvido.

## 5.1 Considerações Iniciais Sobre o Modelo Desenvolvido

Até recentemente, a maioria das fontes de geração de energia elétrica estavam conectadas a sistemas de transmissão de grande porte, permanecendo eletricamente afastadas dos grandes centros de carga. Assim, os estudos de EAPP em SEP incluíam diversas simplificações que caracterizavam a operação destes sistemas, de forma que era possível obter um modelo bastante reduzido e ao mesmo tempo fidedigno para a representação dos fenômenos de estabilidade de SEP. Nestes modelos tradicionais, é comum a inclusão de diversas simplificações, tais como (KUNDUR, 1994; SAUER; PAI, 1998):

- 1) A consideração de um equivalente monofásico tanto das linhas de transmissão como das cargas e dos geradores, incluindo outros equipamentos do SEP;
- 2) A representação das linhas de transmissão no domínio fasorial;
- 3) A consideração de que a velocidade dos geradores não varia significativamente com relação ao seu valor de equilíbrio (frequência do sistema praticamente constante);

Algumas destas simplificações resultam em restrições intrínsecas destes modelos, como, por exemplo, a de que não podem ser observadas variações dentro de um período da frequência fundamental, consequência direta da segunda simplificação. Como os eventos relacionados à estabilidade de SEP normalmente não são observados nesta faixa de tempo, e as variações nos sistemas equilibrados são lentas, tal restrição não representa uma limitação destes modelos, mas sim uma característica dos mesmos.

Entretanto, com o início da inclusão dos geradores distribuídos em locais do sistema que situam-se eletricamente próximos aos centros de carga, verifica-se que algumas destas simplificações já não são mais aceitáveis, como a da rede, cargas e geradores, que devem ter os efeitos das suas três fases considerados. Isto porque normalmente não é possível manter localmente as cargas perfeitamente equilibradas em todos os pontos de um grande centro de carga. Sendo assim, os geradores conectados a tais sistemas poderão operar com desequilíbrio da carga, mesmo em regime permanente. Assim, uma das propostas nesta tese é de incluir o fenômeno de desequilíbrio da carga nos estudos de EAPP em SEP. A modelagem proposta tomou como base as referências (KUNDUR, 1994; ANDERSON, 1995; SAUER; PAI, 1998; KERSTING, 2002) e foram consideradas basicamente três fontes de desequilíbrio no sistema:

- 1) Desequilíbrio das cargas;
- 2) Assimetria das linhas ( $Z_{aa} \neq Z_{bb} \neq Z_{cc}$ ,  $Z_{ab} \neq Z_{bc} \neq Z_{ac}$ );

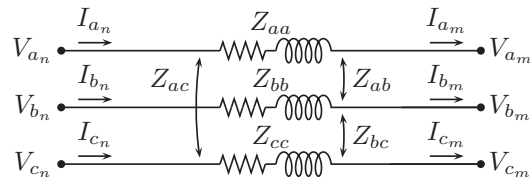


Figura 5.1: Linha trifásica genérica.

### 3) Operação desequilibrada de geradores síncronos;

O desequilíbrio das cargas e a assimetria foram ambos considerados através de um representação fasorial em componentes de fase da rede e das cargas. Tal representação é, dentro do conhecimento do autor desta tese, inédita na modelagem de SEP para estudos de estabilidade a pequenas perturbações<sup>23</sup>. O modelo de linha utilizado considera diferentes resistências e indutâncias para cada fase, mas não considera a capacitância da linha<sup>24</sup>. Tal modelo está apresentado na Figura 5.1, e é comumente utilizado para a análise estática tanto de sistemas de transmissão como de distribuição na condição de desequilíbrio (ACHA, 2004; KERSTING, 2002).

Já a operação desequilibrada dos geradores síncronos foi considerada através de um modelo similar ao apresentado no Capítulo 3 e descrito em (KUNDUR, 1994). A diferença entre as modelagens existentes de SEP com desequilíbrio da carga e a proposta é a utilização da rede no domínio fasorial em componentes de fase. A escolha por uma modelagem da rede em componentes de fase é justificada pela maior facilidade de se lidar com diferentes tipos de cargas nesta representação (como cargas com impedância, potência, corrente constante, ou um conjunto destas em um modelo ZIP), em relação à representação em componentes de sequência. Como as cargas são normalmente conectadas fisicamente por fase, e, assim, acabam gerando o desequilíbrio que se deseja estudar, a determinação do modelo da carga é simplificada quando a sua representação é feita por fase.

A modificação proposta também possui consequências na modelagem dos geradores síncronos, uma vez que as variáveis algébricas dos mesmos são modificadas. Na modelagem proposta, as variáveis algébricas utilizadas foram o módulo e o ângulo da tensão de cada fase de todas as barras do sistema, seja de carga ou de geração de energia, as partes reais e imaginárias da corrente em cada fase nas barras de geração de energia, e as correntes de eixo direto e de quadratura dos geradores síncronos. Estas últimas foram incluídas no circuito de sequência positiva do gerador, de forma que todo o modelo do gerador, incluindo estator e equações elétricas e mecânicas, também estivesse exclusivamente no

<sup>23</sup>Os softwares de transitórios eletromagnéticos apresentam uma representação da rede que não é fasorial, apesar de representá-la em componentes de fase. Entretanto, refere-se aqui a estudos de estabilidade de forma mais geral, incluindo estudos de estabilidade a pequenas perturbações.

<sup>24</sup>A não consideração da capacitância da linha é tomada neste texto como uma simplificação inicial plausível especialmente para sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica, onde a capacitância das linhas é praticamente desprezível. Entretanto, é possível representar este elemento no mesmo modelo apresentado, através de uma matriz de capacitâncias conectada em cada um dos terminais da linha, de forma similar à representação da capacitância em equivalentes monofásicos KERSTING (2002).

mesmo circuito. Assim, verifica-se que o conjunto de variáveis algébricas é muito maior para a representação trifásica adotada, em relação a sua contrapartida tradicional monofásica. Apesar disto, o número de equações diferenciais permanece o mesmo, como esperado, dado que a dinâmica é representada pelas mesmas equações, apenas modificadas.

As seções subsequentes detalham a modelagem realizada para cada componente elétrico do sistema. Para facilitar a apresentação do modelo, a nomenclatura utilizada está apresentada na Lista de Símbolos no início deste trabalho, sendo que os parâmetros elétricos utilizados foram os mesmos de (SAUER; PAI, 1998). É considerado ainda um equacionamento para um sistema multimáquinas com  $m$  geradores e  $n$  barras, sendo que as  $m$  barras de geração coincidem com as  $m$  primeiras barras (ou seja, o gerador  $i$  está conectado na barra  $i$ ), de forma a facilitar a notação.

## 5.2 Equações dos Geradores Síncronos

O equacionamento dos geradores está dividido em duas partes: o equacionamento da parte elétrica (sequência positiva, negativa e zero) e da parte mecânica.

### 5.2.1 Circuito de sequência positiva do gerador síncrono

O circuito de sequência positiva do gerador é a parte do mesmo que normalmente já é utilizada nos estudos de estabilidade, contendo as dinâmicas dos enrolamentos amortecedores e as restrições algébricas do estator. Neste texto, um modelo de dois eixos foi escolhido para o gerador<sup>25</sup>, pela simplicidade no seu equacionamento e por representar com fidelidade a dinâmica de geradores térmicos, que são o foco deste trabalho.

#### Equações diferenciais

As equações elétricas do circuito de sequência positiva são dadas por:

$$\dot{E}'_{qi} = \frac{1}{T'_{do_i}} \cdot [-E'_{qi} - (x_{di} - x'_{di}) I_{di} + E_{fd_i}] \quad (5.1)$$

$$\dot{E}'_{di} = \frac{1}{T'_{qo_i}} \cdot [-E'_{di} + (x_{qi} - x'_{qi}) I_{qi}] \quad (5.2)$$

#### Equações algébricas

As restrições algébricas do circuito de sequência positiva são dadas por:

$$0 = E'_{di} - \frac{h}{3} [V_i^a \text{sen}(\delta_i - \theta_i^a) + V_i^b \text{sen}(\delta_i - \theta_i^b - 2\pi/3) + V_i^c \text{sen}(\delta_i - \theta_i^c + 2\pi/3)] - R_{si} I_{di} + x'_{qi} I_{qi} \quad (5.3)$$

<sup>25</sup>Este modelo despreza a dinâmica dos enrolamentos amortecedores, que afeta a dinâmica do gerador no período subtransitório, podendo modificar o desempenho dinâmico real do sistema. Ainda assim o modelo de dois eixos representa de forma aproximada o desempenho dinâmico de sistemas de potência, e, portanto, foi o modelo utilizado neste trabalho.

$$0 = E'_{q_i} - \frac{h}{3} [V_i^a \cos(\delta_i - \theta_i^a) + V_i^b \cos(\delta_i - \theta_i^b - 2\pi/3) + V_i^c \cos(\delta_i - \theta_i^c + 2\pi/3)] - R_{s_i} I_{q_i} - x'_{d_i} I_{d_i} \quad (5.4)$$

$$0 = I_{d_i} - (I_{i_{re}}^p \cos(\delta_i - \pi/2) + I_{i_{im}}^p \sin(\delta_i - \pi/2)) \quad (5.5)$$

$$0 = I_{q_i} + (I_{i_{re}}^p \sin(\delta_i - \pi/2) - I_{i_{im}}^p \cos(\delta_i - \pi/2)) \quad (5.6)$$

onde

$$I_i^p = \frac{h}{3} [I_{i_{re}}^a + \cos(2\pi/3) (I_{i_{re}}^b + I_{i_{re}}^c) + \sin(2\pi/3) (-I_{i_{im}}^b + I_{i_{im}}^c)] + j \cdot \frac{h}{3} [I_{i_{im}}^a + \cos(2\pi/3) (I_{i_{im}}^b + I_{i_{im}}^c) + \sin(2\pi/3) (I_{i_{re}}^b - I_{i_{re}}^c)] \quad (5.7)$$

### 5.2.2 Circuito de sequência negativa do gerador síncrono

Conforme apresentado no Capítulo 3, quando tensões trifásicas de sequência negativa são aplicadas nos terminais de um gerador síncrono, um torque girante (resultante da soma dos torques de cada uma das fases) atua na máquina. Este torque é chamado de torque de frenagem de sequência negativa, e se soma ao torque elétrico do gerador nas equações de *swing*. O torque de frenagem de sequência negativa é dado por:

$$T_{bn} = \frac{R_{r_i}}{2} |I_i^n|^2 = 0,5 \cdot R_{r_i} ((I_{i_{re}}^n)^2 + (I_{i_{im}}^n)^2)$$

onde  $R_{r_i} = 2 \cdot (R_i^n - R_{s_i})$ .

Além disso, este circuito de sequência é representado exclusivamente por uma impedância conectada ao terminal de terra do sistema (ANDERSON, 1995; KUNDUR, 1994).

#### Equações algébricas

As restrições algébricas do circuito de sequência negativa são dadas por:

$$I_{i_{re}}^n R_i^n - I_{i_{im}}^n X_i^n + \frac{h}{3} [V_i^a \cos \theta_i^a + V_i^b \cos(\theta_i^b - 2\pi/3) + V_i^c \cos(\theta_i^c + 2\pi/3)] = 0 \quad (5.8)$$

$$I_{i_{im}}^n R_i^n + I_{i_{re}}^n X_i^n + \frac{h}{3} [V_i^a \sin \theta_i^a + V_i^b \sin(\theta_i^b - 2\pi/3) + V_i^c \sin(\theta_i^c + 2\pi/3)] = 0 \quad (5.9)$$

onde

$$I_i^n = \frac{h}{3} [I_{i_{re}}^a + \cos(2\pi/3) (I_{i_{re}}^b + I_{i_{re}}^c) + \sin(2\pi/3) (I_{i_{im}}^b - I_{i_{im}}^c)] + j \cdot \frac{h}{3} [I_{i_{im}}^a + \cos(2\pi/3) (I_{i_{im}}^b + I_{i_{im}}^c) + \sin(2\pi/3) (-I_{i_{re}}^b + I_{i_{re}}^c)] \quad (5.10)$$

### 5.2.3 Circuito de sequência zero do gerador síncrono

Quando tensões trifásicas de sequência zero são aplicadas nos terminais de um gerador síncrono, o torque resultante é nulo, uma vez que é o mesmo nas três fases do sistema. Assim, o circuito de sequência zero não produz um torque efetivo no gerador síncrono,

mas pode possuir efeito no caso de sistemas com linhas não-transpostas, já que os circuitos de sequência são acoplados neste caso. Ressalta-se, entretanto, que só faz sentido falar de circuito de sequência zero em um gerador conectado em estrela, já que de outra forma, o circuito de sequência zero é uma impedância infinita.

O circuito de sequência zero de um gerador síncrono é dado por uma impedância conectada à referência do sistema, incluindo a sua impedância de sequência zero e a impedância de aterramento do gerador, se houver alguma (ANDERSON, 1995).

### Equações algébricas

As restrições algébricas do circuito de sequência zero são dadas por:

$$I_{ire}^z (R_i^z + 3R_{ni}) - I_{iim}^z (X_i^z + 3X_{ni}) + \frac{h}{3} [V_i^a \cos \theta_i^a + V_i^b \cos \theta_i^b + V_i^c \cos \theta_i^c] = 0 \quad (5.11)$$

$$I_{iim}^z (R_i^z + 3R_{ni}) + I_{ire}^z (X_i^z + 3X_{ni}) + \frac{h}{3} [V_i^a \sin \theta_i^a + V_i^b \sin \theta_i^b + V_i^c \sin \theta_i^c] = 0 \quad (5.12)$$

onde

$$I_i^z = \frac{h}{3} [I_{ire}^a + I_{ire}^b + I_{ire}^c] + j \cdot \frac{h}{3} [I_{iim}^a + I_{iim}^b + I_{iim}^c]$$

### 5.2.4 Equações mecânicas do gerador síncrono

As equações mecânicas de um gerador síncrono operando de forma desequilibrada ainda são dadas pelas equações de *swing*, onde a equação da velocidade angular possui tanto o torque mecânico, como o torque elétrico de sequências positiva e negativa, de acordo com HARLEY; MAKRAM; DURAN (1987); MAKRAM et al. (1989); KUNDUR (1994).

#### Equações diferenciais:

As equações diferenciais que descrevem a dinâmica mecânica de um gerador síncrono em condições desequilibrada são as seguintes:

$$\dot{\delta}_i = \omega_i - \omega_s \quad (5.13)$$

$$\dot{\omega}_i = \frac{1}{M_i} \left[ T_{Mi} - E'_{di} I_{di} - E'_{qi} I_{qi} - (x'_{qi} - x'_{di}) I_{di} I_{qi} - 0,5 \cdot R_{ri} ((I_{ire}^n)^2 + (I_{iim}^n)^2) - D_i (\omega_i - \omega_s) \right] \quad (5.14)$$

sendo que  $M_i = 2H_i$  e  $D_i$  representa o amortecimento da máquina  $i$ .

## 5.3 Equações Trifásicas da Rede

Para o desenvolvimento das equações trifásicas representando a rede, é primeiramente necessário o cálculo do fluxo de potência em uma linha trifásica, de tal forma que a corrente

em um dos terminais da linha seja escrita em função da tensão nos outros terminais, considerando as três fases da mesma e o seu acoplamento. Após a obtenção desta relação, é possível escrever as equações de balanço de potência tanto das barras de geração como das barras de carga. Como a rede é representada em componentes de fase e o sistema é trifásico, haverá uma equação para cada fase do sistema, ou seja, haverá seis restrições algébricas representando o balanço de potência para cada barra do sistema (três para a potência ativa e três para a potência reativa).

### 5.3.1 Fluxo de potência em uma linha trifásica

De acordo com (KERSTING, 2002), é possível relacionar as tensões e correntes de ambos os terminais da linha apresentada na Figura 5.1 da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_m^{abc} \\ \mathbf{I}_m^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{V}_n^{abc} \\ \mathbf{I}_n^{abc} \end{bmatrix} \quad (5.15)$$

ou seja,

$$\mathbf{V}_m^{abc} = \mathbf{A} \cdot \mathbf{V}_n^{abc} + \mathbf{B} \cdot \mathbf{I}_n^{abc} \quad (5.16)$$

$$\mathbf{I}_n^{abc} = \mathbf{B}^{-1} \cdot [\mathbf{V}_m^{abc} - \mathbf{A} \cdot \mathbf{V}_n^{abc}] \quad , \quad (5.17)$$

onde as matrizes constantes  $\mathbf{A}$  e  $\mathbf{B}$  possuem os seguintes valores:

$$\mathbf{A} = I_{3 \times 3} \quad , \quad \mathbf{B} = -\mathbf{Z}_{mn}^{abc} \quad , \quad (5.18)$$

sendo que  $I_{3 \times 3}$  representa uma matriz identidade de ordem 3. Assim, (5.17) pode ser reescrita para

$$\mathbf{I}_n^{abc} = -(\mathbf{Z}_{mn}^{abc})^{-1} \cdot [\mathbf{V}_m^{abc} - \mathbf{V}_n^{abc}] \quad . \quad (5.19)$$

Desta forma, a corrente trifásica entrando na barra  $i$  é calculada como<sup>26</sup>

$$\mathbf{I}_i^{abc} = \mathbf{Y}_{ik}^{abc} \cdot [\mathbf{V}_k^{abc} - \mathbf{V}_i^{abc}] \quad , \quad (5.20)$$

e a corrente saindo da fase  $\beta$  da barra  $i$  é dada por:

$$I_i^\beta = \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} e^{j\theta_\gamma} \cdot [V_i^\gamma e^{j\theta_i^\gamma} - V_k^\gamma e^{j\theta_k^\gamma}] = \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} \cdot [V_i^\gamma e^{j(\theta_i^\gamma + \theta_\gamma)} - V_k^\gamma e^{j(\theta_k^\gamma + \theta_\gamma)}] \quad , \quad (5.21)$$

onde  $\phi$  representa o conjunto das três fases do sistema elétrico, ou seja,  $\phi = \{a, b, c\}$ .

### 5.3.2 Balanço de potência ativa e reativa nas barras de carga e de geração do sistema

Utilizando (5.21), é possível escrever as equações de balanço de potência ativa nas barras do sistema, sendo que o resultado de (5.21) deve ainda ser generalizado para o caso em que as barras apresentam mais de uma linha conectada às mesmas. O resultado de tal equacionamento são as equações descritas a seguir, baseadas em SAUER; PAI (1998).

<sup>26</sup>Note que  $\mathbf{Y}_{mn}^{abc}$  é a inversa da matriz de impedância da linha que conecta a barra  $m$  à barra  $n$ , e não o elemento  $mn$  da matriz admitância trifásica do sistema.

**Barras de geração (fase  $\beta$ )**

Nas barras de geração, deve-se considerar tanto a geração como a possível presença de cargas. Para cada fase  $\beta \in \{a, b, c\}$ , sendo  $\phi = \{a, b, c\}$ , tem-se, respectivamente para as potências ativa e reativa, que<sup>27</sup>:

$$V_i^\beta \left[ I_{i_{re}}^\beta \cos \theta_i^\beta + I_{i_{im}}^\beta \sin \theta_i^\beta \right] + P_{L_i}^\beta \left( V_i^\beta \right) =$$

$$V_i^\beta \left[ \cos \theta_i^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} [V_i^\gamma \cos (\theta_i^\gamma + \theta_y) - V_k^\gamma \cos (\theta_k^\gamma + \theta_y)] \right.$$

$$\left. + \sin \theta_i^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} [V_i^\gamma \sin (\theta_i^\gamma + \theta_y) - V_k^\gamma \sin (\theta_k^\gamma + \theta_y)] \right] \quad (5.22)$$

$$V_i^\beta \left[ -I_{i_{im}}^\beta \cos \theta_i^\beta + I_{i_{re}}^\beta \sin \theta_i^\beta \right] + Q_{L_i}^\beta \left( V_i^\beta \right) =$$

$$V_i^\beta \left[ \cos \theta_i^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} [-V_i^\gamma \sin (\theta_i^\gamma + \theta_y) + V_k^\gamma \sin (\theta_k^\gamma + \theta_y)] \right.$$

$$\left. + \sin \theta_i^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} [V_i^\gamma \cos (\theta_i^\gamma + \theta_y) - V_k^\gamma \cos (\theta_k^\gamma + \theta_y)] \right] \quad (5.23)$$

onde  $P_{L_i}^\beta \left( V_i^\beta \right)$  e  $Q_{L_i}^\beta \left( V_i^\beta \right)$  representam as potências ativa e reativa na barra  $i$  fase  $\beta$ , escritas em função de  $V_i^\beta$ .

**Barras de carga (fase  $\beta$ )**

Nas barras de carga, deve-se considerar somente a possível presença de cargas. Para cada fase  $\beta \in \{a, b, c\}$ , sendo  $\phi = \{a, b, c\}$ , tem-se, respectivamente para as potências ativa e reativa, que:

$$P_{L_i}^\beta \left( V_i^\beta \right) = V_i^\beta \left[ \cos \theta_i^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} [V_i^\gamma \cos (\theta_i^\gamma + \theta_y) - V_k^\gamma \cos (\theta_k^\gamma + \theta_y)] \right.$$

$$\left. + \sin \theta_i^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} [V_i^\gamma \sin (\theta_i^\gamma + \theta_y) - V_k^\gamma \sin (\theta_k^\gamma + \theta_y)] \right] \quad (5.24)$$

<sup>27</sup>Note que  $Y_{ik}^{\beta\gamma}$  representa o módulo da admitância da linha que conecta a barra  $i$  à barra  $k$ , entre as fases  $\beta$  e  $\gamma$ , e  $\theta_y$  é a sua respectiva fase. Ou seja,  $Y_{ik}^{\beta\gamma}$  é o elemento  $\beta\gamma$  da inversa de  $\mathbf{Z}_{ik}^{abc}$ .



$$Q_{L_i}^\beta (V_i^\beta) = V_i^\beta \left[ \cos \theta_i^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} [-V_i^\gamma \sin(\theta_i^\gamma + \theta_y) + V_k^\gamma \sin(\theta_k^\gamma + \theta_y)] \right. \\ \left. + \sin \theta_i^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} [V_i^\gamma \cos(\theta_i^\gamma + \theta_y) - V_k^\gamma \cos(\theta_k^\gamma + \theta_y)] \right] \quad (5.25)$$

## 5.4 Equações dos Sistemas de Controle

Os sistemas de controle utilizados foram basicamente reguladores de velocidade e de tensão. Entretanto, a inclusão de outros dispositivos de controle, como controladores de fator de potência e de amortecimento, podem ser facilmente realizados. Nesta seção existem poucas peculiaridades em relação aos modelos adotados na modelagem monofásica clássica. Sendo assim, apresentam-se estas modelagens para informação do leitor.

### 5.4.1 Turbina e Regulador de Velocidade

O modelo utilizado para a representação da turbina e do regulador de velocidade é o modelo de turbina térmica com reaquecimento, denominado TGOV1 (PSS/E 32.0 USER'S MANUAL, 2009; WESTERN ELECTRICITY COORDINATING COUNCIL, 2011), apresentado na Figura 5.2.

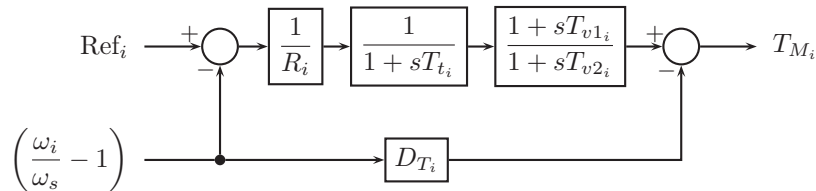


Figura 5.2: Modelo de turbina térmica com reaquecimento (TGOV1).

### Equações diferenciais

As equações diferenciais que descrevem este modelo de turbina térmica e regulador de velocidade são as seguintes:

$$\dot{x}_{1_i}^g = x_{2_i}^g \quad (5.26)$$

$$\dot{x}_{2_i}^g = \frac{1}{R_i T_{t_i} T_{v2_i}} \left[ -R_i x_{1_i}^g - R_i (T_{t_i} + T_{v2_i}) x_{2_i}^g + \left( \text{Ref}_i - \frac{\omega}{\omega_s} + 1 \right) \right] \quad (5.27)$$

### Equações algébricas

A restrição algébrica deste modelo é dada por (5.28):

$$0 = T_{M_i} - x_{1_i}^g - T_{v1_i} x_{2_i}^g + D_{T_i} \left( \frac{\omega}{\omega_s} - 1 \right) \quad (5.28)$$

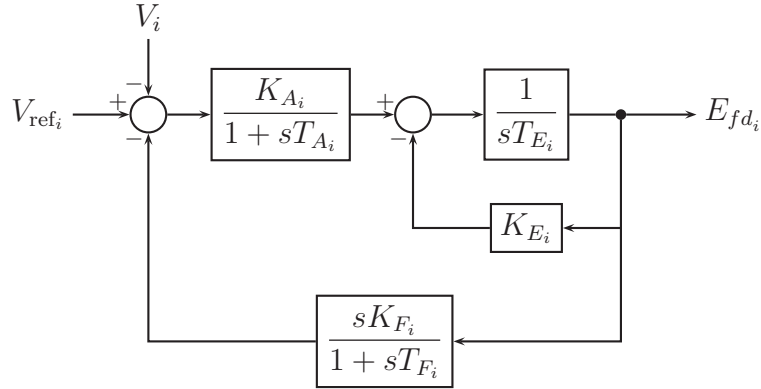


Figura 5.3: Regulador automático de tensão (modelo IEEE ST2A).

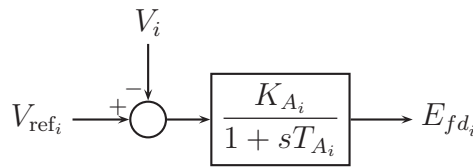


Figura 5.4: Regulador de tensão com excitatriz rápida.

### 5.4.2 Regulador Automático de Tensão

Foram utilizados dois modelos de AVR neste trabalho. O primeiro é o modelo IEEE ST2A, desprezando os efeitos de comutação e carregamento do retificador, e idealizando o modelo da fonte de energia da excitatriz (SAUER; PAI, 1998; HAJAGOS; LEE, 2005). Tal modelo está representado na Figura 5.3. O segundo modelo é uma simplificação bastante utilizada deste modelo, chamado de AVR com excitatriz rápida e apresentado na Figura 5.4. Como as equações deste modelo podem ser obtidas a partir das equações do modelo IEEE ST2A, só serão apresentadas neste texto as equações que descrevem o primeiro modelo. Tais equações são apresentadas conforme (5.29)–(5.31):

$$\dot{E}_{fd_i} = \frac{1}{T_{E_i}} [-K_{E_i} E_{fd_i} + V_{R_i}] \quad (5.29)$$

$$\dot{V}_{R_i} = \frac{1}{T_{A_i}} \left[ -V_{R_i} + K_{A_i} R_{F_i} - \frac{K_{A_i} K_{F_i}}{T_{F_i}} E_{fd_i} + K_{A_i} (V_{\text{ref}_i} - V_i + V_{\text{PSS}_i}) \right] \quad (5.30)$$

$$\dot{R}_{F_i} = -\frac{R_{F_i}}{T_{F_i}} + \frac{K_{F_i}}{T_{F_i}^2} E_{fd_i} \quad (5.31)$$

onde  $V_i$  é o módulo da tensão utilizada no laço de realimentação, podendo ser diretamente a tensão de alguma das fases, ou ainda função destas tensões, como a tensão de sequência positiva ou a média da tensão nas três fases, por exemplo. A definição desta variável no modelo deve estar de acordo com a implementação do AVR no gerador a ser analisado, conforme descrito no Capítulo 4.

O modelo de regulador de tensão de tensão com excitatriz rápida pode ser obtido através da desconsideração do laço de redução do ganho transitório (fazendo  $K_{F_i} = 0$ ) e

também da dinâmica da excitatriz (excluindo o laço formado pelo bloco integrador  $1/sT_{E_i}$  e  $K_{E_i}$ ), do modelo IEEE ST2A.

## 5.5 Modelo Algébrico-Diferencial Completo

As equações (5.1)–(5.25) formam o conjunto de equações algébrico-diferenciais que representam a dinâmica de um sistema elétrico de potência trifásico, considerando o desequilíbrio nas cargas e linhas de transmissão (ou distribuição). Além destas equações, o sistema elétrico pode conter também dispositivos de controle dos geradores a ele conectados, representados pelas equações (5.26)–(5.31). Destas equações citadas (excluindo a parte de controle), (5.1)–(5.2), e (5.13)–(5.14) são equações diferenciais, e (5.3)–(5.12), e (5.22)–(5.25) são restrições algébricas. Assim, têm-se:

- 4 equações diferenciais para cada máquina, representando a sua dinâmica;
- 8 equações algébricas reais para cada máquina, representando o circuito de estator da mesma e os seus circuitos de sequência negativa e zero;
- 6 equações algébricas reais para cada barra do sistema, representando o balanço de potência em cada barra;
- 5 equações diferenciais para cada máquina, representando os seus dispositivos de controle de velocidade e de tensão;
- 1 equação algébrica real para cada máquina, representando o seu regulador de velocidade;

Para um sistema com  $m$  geradores e  $n$  barras, este conjunto totaliza um sistema de equações com:

- $4m$  equações diferenciais e  $8m + 6n$  equações algébricas, excluindo os dispositivos de controle; ou
- $9m$  equações diferenciais e  $9m + 6n$  equações algébricas, incluindo os dispositivos de controle.

Considerando os dispositivos de controle do sistema elétrico, têm-se que  $x$ , o vetor de estados do sistema de equações, é dado por  $x = [x_1^T \ x_2^T \ \dots \ x_m^T]^T$ , sendo que cada componente  $x_i$  é dada por

$$x_i = [E'_{q_i} \ E'_{d_i} \ \delta_i \ \omega_i \ E_{fd_i} \ R_{f_i} \ V_{R_i} \ x_{1_i}^g \ x_{2_i}^g]^T$$

e corresponde ao gerador  $i$  do sistema. O conjunto de variáveis algébricas deste sistema de equações é dado por  $y = [U_{\text{add}}^T \ I_{dq}^T \ I_{abc}^T \ V_{abc}^T \ \theta_{abc}^T]^T$ , onde

$$U_{\text{add}} = [T_{M_1} \ V_{\text{PSS}_1} \ \dots \ T_{M_m} \ V_{\text{PSS}_m}]^T$$

$$\begin{aligned}
 I_{dq} &= \left[ I_{d_1} \quad I_{q_1} \quad \dots \quad I_{d_m} \quad I_{q_m} \right]^T \\
 I_{abc} &= \left[ I_{1_{re}}^a \quad I_{1_{im}}^a \quad I_{1_{re}}^b \quad I_{1_{im}}^b \quad I_{1_{re}}^c \quad I_{1_{im}}^c \quad \dots \quad I_{m_{re}}^a \quad I_{m_{im}}^a \quad I_{m_{re}}^b \quad I_{m_{im}}^b \quad I_{m_{re}}^c \quad I_{m_{im}}^c \right]^T \\
 V_{abc} &= \left[ V_1^a \quad V_1^b \quad V_1^c \quad \dots \quad V_n^a \quad V_n^b \quad V_n^c \right]^T \\
 \theta_{abc} &= \left[ \theta_1^a \quad \theta_1^b \quad \theta_1^c \quad \dots \quad \theta_n^a \quad \theta_n^b \quad \theta_n^c \right]^T .
 \end{aligned}$$

Assim, as equações diferenciais juntamente com as algébricas formam um conjunto de equações algébrico-diferencial da forma

$$\dot{x} = f(x, y, u) \quad (5.32)$$

$$0 = g(x, y) \quad (5.33)$$

sendo  $u = [u_1^T \quad \dots \quad u_m^T]^T$ , com  $u_i = [\omega_s \quad V_{ref_i} \quad Ref_i]^T$  o vetor de entradas para cada máquina.

As equações apresentadas neste capítulo representam um modelo trifásico para a análise do desempenho dinâmico de sistemas elétricos de potência em condições de desequilíbrio da carga. Tal modelo será linearizado em torno de um ponto de equilíbrio no Capítulo 6, de forma que possa ser utilizado em estudos de EAPP, e resultados com o mesmo serão apresentados no Capítulo 7.

## Capítulo 6

---

# Linearização do Modelo Trifásico Desenvolvido

---

O modelo descrito no Capítulo 5 é adequado para a análise de estabilidade através de simulações não-lineares. O estudo de estabilidade a pequenas perturbações, incluindo a análise das características locais dos modos eletromecânicos, como o seu amortecimento e a participação dos geradores em cada um dos modos, pode ser realizado através de uma linearização do modelo supracitado. Este procedimento representa uma aproximação das características locais do modelo em torno de um dado ponto de equilíbrio. Claramente, conforme observado nos Capítulos 3 e 4, o regime permanente de um sistema de potência trifásico desequilibrado não se dá através de um ponto de equilíbrio estável, mas sim através de uma órbita periódica, dada a oscilação presente na velocidade dos geradores. Nestas circunstâncias, nem mesmo poder-se-ia falar de uma linearização em torno de um ponto de equilíbrio<sup>28</sup>. Entretanto, devido a esta dinâmica não modelada em específico do problema, o modelo desenvolvido no Capítulo 5 apresenta sim um ponto de equilíbrio, já que a variação senoidal do torque líquido confinado no gerador é representada de forma constante através da consideração do torque de frenagem de sequência negativa (que é constante para um período na frequência fundamental do sistema). Neste caso, como este ponto resulta da consideração de  $\dot{x} = 0$ , ou seja, de uma taxa de variação nula para as variáveis de estado do modelo, denotou-se este cálculo como o cálculo da solução de equilíbrio. Tal consideração será posta à prova no Capítulo 7, que apresenta os resultados obtidos com o modelo desenvolvido no Capítulo 5 e linearizado neste capítulo. Ainda, a linearização do modelo desenvolvido intrinsecamente assume que a região de validade desta linearização em específico é tal que as características observadas na análise deste modelo possam ser observadas também através do modelo não-linear, dada uma perturbação relativamente pequena no mesmo. Para que a análise linearizada possua alguma serventia prática, tal perturbação não pode ser extremamente pequena, de tal

---

<sup>28</sup>Exceto no caso onde fosse utilizada a representação fasorial harmônica no sistema, que não é o foco deste trabalho.

forma que perturbações reais possam ser descritas com precisão razoável pelo modelo linearizado.

Tal procedimento de linearização foi realizado através da expansão em séries de Taylor e posterior desconsideração dos termos contendo potências de  $\Delta x$  e  $\Delta u$  com ordem igual ou superior a 2 (KUNDUR, 1994). Este procedimento está descrito neste capítulo, sendo que cada seção a seguir descreve o processo de linearização de cada equipamento modelado, e a última seção une estas equações linearizadas em um modelo algébrico-diferencial único, sendo este procedimento fortemente baseado no procedimento descrito em (SAUER; PAI, 1998). A notação utilizada neste capítulo é estritamente a mesma do Capítulo 5, sendo que o subscrito  $_e$  denota o valor da variável no ponto de equilíbrio em torno do qual a linearização é realizada e as variáveis de estado do modelo linearizado foram denotadas com um  $\Delta$ , de forma a explicitar a natureza linearizada (dada pelas variações em torno de um ponto de equilíbrio) do modelo.

## 6.1 Equações Linearizadas dos Geradores Síncronos

As equações diferenciais dos geradores, dadas por (5.1), (5.2), (5.13), e (5.14), podem ser linearizadas respectivamente para:

$$\Delta \dot{E}'_{q_i} = -\frac{1}{T'_{do_i}} \Delta E'_{q_i} - \frac{(x_{d_i} - x'_{d_i})}{T'_{do_i}} \Delta I_{d_i} + \frac{1}{T'_{do_i}} \Delta E_{fd} \quad (6.1)$$

$$\Delta \dot{E}'_{d_i} = -\frac{1}{T'_{qo_i}} \Delta E'_{d_i} + \frac{(x_{q_i} - x'_{q_i})}{T'_{qo_i}} \Delta I_{q_i} \quad (6.2)$$

$$\Delta \dot{\delta}_i = \Delta \omega_i \quad (6.3)$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\omega}_i = & \frac{1}{M_i} \Delta T_{M_i} - \frac{I_{d_{ie}}}{M_i} \Delta E'_{d_i} - \frac{I_{q_{ie}}}{M_i} \Delta E'_{q_i} - \frac{E'_{d_{ie}} + (x'_{q_i} - x'_{d_i}) I_{q_{ie}}}{M_i} \Delta I_{d_i} \\ & - \frac{E'_{q_{ie}} + (x'_{q_i} - x'_{d_i}) I_{d_{ie}}}{M_i} \Delta I_{q_i} - \frac{D_i}{M_i} \Delta \omega_i - \frac{h}{3} R_{r_i} I_{i_{re}}^n \Delta I_{i_{re}}^a \\ & - \frac{h}{3} R_{r_i} \left[ I_{i_{re}}^n \cos(2\pi/3) - I_{i_{ime}}^n \sin(2\pi/3) \right] \Delta I_{i_{re}}^b \\ & - \frac{h}{3} R_{r_i} \left[ I_{i_{re}}^n \cos(2\pi/3) + I_{i_{ime}}^n \sin(2\pi/3) \right] \Delta I_{i_{re}}^c - \frac{h}{3} R_{r_i} I_{i_{ime}}^n \Delta I_{i_{im}}^a \\ & - \frac{h}{3} R_{r_i} \left[ I_{i_{re}}^n \sin(2\pi/3) + I_{i_{ime}}^n \cos(2\pi/3) \right] \Delta I_{i_{im}}^b \\ & - \frac{h}{3} R_{r_i} \left[ -I_{i_{re}}^n \sin(2\pi/3) + I_{i_{ime}}^n \cos(2\pi/3) \right] \Delta I_{i_{im}}^c \end{aligned} \quad (6.4)$$

As equações algébricas do estator, representado no circuito de sequência positiva do gerador, podem ser linearizadas através de (5.3), (5.4), (5.5), e (5.6), onde a corrente de sequência positiva é escrita em função das correntes de fase, resultando respectivamente

em:

$$\begin{aligned}
0 = & \frac{3}{h} \Delta E'_{d_i} - \frac{3}{h} R_{s_i} \Delta I_{d_i} + \frac{3}{h} x'_{q_i} \Delta I_{q_i} - \frac{3}{h} V_{i_e}^p \cos(\delta_{i_o} - \theta_{i_e}^p) \Delta \delta_i - \sin(\delta_{i_o} - \theta_{i_e}^a) \Delta V_i^a \\
& - \sin(\delta_{i_o} - \theta_{i_e}^b - 2\pi/3) \Delta V_i^b - \sin(\delta_{i_o} - \theta_{i_e}^c + 2\pi/3) \Delta V_i^c \\
& + V_{i_e}^a \cos(\delta_{i_o} - \theta_{i_e}^a) \Delta \theta_i^a + V_{i_e}^b \cos(\delta_{i_o} - \theta_{i_e}^b - 2\pi/3) \Delta \theta_i^b \\
& + V_{i_e}^c \cos(\delta_{i_o} - \theta_{i_e}^c + 2\pi/3) \Delta \theta_i^c
\end{aligned} \tag{6.5}$$

$$\begin{aligned}
0 = & \frac{3}{h} \Delta E'_{q_i} - \frac{3}{h} R_{s_i} \Delta I_{q_i} - \frac{3}{h} x'_{d_i} \Delta I_{d_i} + \frac{3}{h} V_{i_e}^p \sin(\delta_{i_o} - \theta_{i_e}^p) \Delta \delta_i - \cos(\delta_{i_o} - \theta_{i_e}^a) \Delta V_i^a \\
& - \cos(\delta_{i_o} - \theta_{i_e}^b - 2\pi/3) \Delta V_i^b - \cos(\delta_{i_o} - \theta_{i_e}^c + 2\pi/3) \Delta V_i^c \\
& - V_{i_e}^a \sin(\delta_{i_o} - \theta_{i_e}^a) \Delta \theta_i^a - V_{i_e}^b \sin(\delta_{i_o} - \theta_{i_e}^b - 2\pi/3) \Delta \theta_i^b \\
& - V_{i_e}^c \sin(\delta_{i_o} - \theta_{i_e}^c + 2\pi/3) \Delta \theta_i^c
\end{aligned} \tag{6.6}$$

$$\begin{aligned}
0 = & \frac{3}{h} \Delta I_{d_i} + \frac{3}{h} \left[ I_{i_{re}}^p \sin(\delta_{i_o} - \pi/2) - I_{i_{ime}}^p \cos(\delta_{i_o} - \pi/2) \right] \Delta \delta_i - \cos(\delta_{i_o} - \pi/2) \Delta I_{i_{re}}^a \\
& - [\cos(2\pi/3) \cos(\delta_{i_o} - \pi/2) + \sin(2\pi/3) \sin(\delta_{i_o} - \pi/2)] \Delta I_{i_{re}}^b \\
& - [\cos(2\pi/3) \cos(\delta_{i_o} - \pi/2) - \sin(2\pi/3) \sin(\delta_{i_o} - \pi/2)] \Delta I_{i_{re}}^c \\
& - \sin(\delta_{i_o} - \pi/2) \Delta I_{i_{im}}^a \\
& + [\sin(2\pi/3) \cos(\delta_{i_o} - \pi/2) - \cos(2\pi/3) \sin(\delta_{i_o} - \pi/2)] \Delta I_{i_{im}}^b \\
& - [\sin(2\pi/3) \cos(\delta_{i_o} - \pi/2) + \cos(2\pi/3) \sin(\delta_{i_o} - \pi/2)] \Delta I_{i_{im}}^c
\end{aligned} \tag{6.7}$$

$$\begin{aligned}
0 = & \frac{3}{h} \Delta I_{q_i} + \frac{3}{h} \left[ I_{i_{re}}^p \cos(\delta_{i_o} - \pi/2) + I_{i_{ime}}^p \sin(\delta_{i_o} - \pi/2) \right] \Delta \delta_i + \sin(\delta_{i_o} - \pi/2) \Delta I_{i_{re}}^a \\
& + [\cos(2\pi/3) \sin(\delta_{i_o} - \pi/2) - \sin(2\pi/3) \cos(\delta_{i_o} - \pi/2)] \Delta I_{i_{re}}^b \\
& + [\cos(2\pi/3) \sin(\delta_{i_o} - \pi/2) + \sin(2\pi/3) \cos(\delta_{i_o} - \pi/2)] \Delta I_{i_{re}}^c \\
& - \cos(\delta_{i_o} - \pi/2) \Delta I_{i_{im}}^a \\
& - [\sin(2\pi/3) \sin(\delta_{i_o} - \pi/2) + \cos(2\pi/3) \cos(\delta_{i_o} - \pi/2)] \Delta I_{i_{im}}^b \\
& + [\sin(2\pi/3) \sin(\delta_{i_o} - \pi/2) - \cos(2\pi/3) \cos(\delta_{i_o} - \pi/2)] \Delta I_{i_{im}}^c
\end{aligned} \tag{6.8}$$

As equações algébricas dos circuitos de sequência negativa e zero são dadas por (5.8), (5.9), (5.11), e (5.12), que, quando linearizadas, resultam respectivamente em:

$$\begin{aligned}
0 = & \cos \theta_i^a \Delta V_i^a + \cos(\theta_i^b - 2\pi/3) \Delta V_i^b + \cos(\theta_i^c + 2\pi/3) \Delta V_i^c - V_i^a \sin \theta_i^a \Delta \theta_i^a \\
& - V_i^b \sin(\theta_i^b - 2\pi/3) \Delta \theta_i^b - V_i^c \sin(\theta_i^c + 2\pi/3) \Delta \theta_i^c + R_i^n \Delta I_{i_{re}}^a \\
& + [R_i^n \cos(2\pi/3) + X_i^n \sin(2\pi/3)] \Delta I_{i_{re}}^b + [R_i^n \cos(2\pi/3) - X_i^n \sin(2\pi/3)] \Delta I_{i_{re}}^c \\
& - X_i^n \Delta I_{i_{im}}^a + [R_i^n \sin(2\pi/3) - X_i^n \cos(2\pi/3)] \Delta I_{i_{im}}^b \\
& - [R_i^n \sin(2\pi/3) + X_i^n \cos(2\pi/3)] \Delta I_{i_{im}}^c
\end{aligned} \tag{6.9}$$

$$\begin{aligned}
0 = & \text{sen}\theta_i^a \Delta V_i^a + \text{sen}(\theta_i^b - 2\pi/3) \Delta V_i^b + \text{sen}(\theta_i^c + 2\pi/3) \Delta V_i^c + V_i^a \cos\theta_i^a \Delta\theta_i^a \\
& + V_i^b \cos(\theta_i^b - 2\pi/3) \Delta\theta_i^b + V_i^c \cos(\theta_i^c + 2\pi/3) \Delta\theta_i^c + X_i^n \Delta I_{i_{re}}^a \\
& + [X_i^n \cos(2\pi/3) - R_i^n \text{sen}(2\pi/3)] \Delta I_{i_{re}}^b + [X_i^n \cos(2\pi/3) + R_i^n \text{sen}(2\pi/3)] \Delta I_{i_{re}}^c \\
& + R_i^n \Delta I_{i_{im}}^a + [X_i^n \text{sen}(2\pi/3) + R_i^n \cos(2\pi/3)] \Delta I_{i_{im}}^b \\
& - [X_i^n \text{sen}(2\pi/3) - R_i^n \cos(2\pi/3)] \Delta I_{i_{im}}^c \tag{6.10}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
0 = & (R_i^z + 3R_{n_i}) \Delta I_{i_{re}}^a + (R_i^z + 3R_{n_i}) \Delta I_{i_{re}}^b + (R_i^z + 3R_{n_i}) \Delta I_{i_{re}}^c - (X_i^z + 3X_{n_i}) \Delta I_{i_{im}}^a \\
& - (X_i^z + 3X_{n_i}) \Delta I_{i_{im}}^b - (X_i^z + 3X_{n_i}) \Delta I_{i_{im}}^c + \cos\theta_{i_e}^a \Delta V_i^a + \cos\theta_{i_e}^b \Delta V_i^b \\
& + \cos\theta_{i_e}^c \Delta V_i^c - V_{i_e}^a \text{sen}\theta_{i_e}^a \Delta\theta_i^a - V_{i_e}^b \text{sen}\theta_{i_e}^b \Delta\theta_i^b - V_{i_e}^c \text{sen}\theta_{i_e}^c \Delta\theta_i^c \tag{6.11}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
0 = & (R_i^z + 3R_{n_i}) \Delta I_{i_{im}}^a + (R_i^z + 3R_{n_i}) \Delta I_{i_{im}}^b + (R_i^z + 3R_{n_i}) \Delta I_{i_{im}}^c + (X_i^z + 3X_{n_i}) \Delta I_{i_{re}}^a \\
& + (X_i^z + 3X_{n_i}) \Delta I_{i_{re}}^b + (X_i^z + 3X_{n_i}) \Delta I_{i_{re}}^c + \text{sen}\theta_{i_e}^a \Delta V_i^a + \text{sen}\theta_{i_e}^b \Delta V_i^b \\
& + \text{sen}\theta_{i_e}^c \Delta V_i^c + V_{i_e}^a \cos\theta_{i_e}^a \Delta\theta_i^a + V_{i_e}^b \cos\theta_{i_e}^b \Delta\theta_i^b + V_{i_e}^c \cos\theta_{i_e}^c \Delta\theta_i^c \tag{6.12}
\end{aligned}$$

## 6.2 Equações Trifásicas da Rede Linearizadas

As equações trifásicas da rede são dadas por (5.22)–(5.25), respectivamente para barras de geração e de carga. Deve-se notar que, neste caso, a linearização incluirá termos que dependem das variáveis algébricas de todas as barras conectadas à barra cuja equação está sendo linearizada, resultando em termos que incluem somatórios.



### 6.2.1 Barras de geração (barra $i$ , fase $\beta$ )

Linearizando (5.22) e (5.23) resulta respectivamente em:

$$\begin{aligned}
0 = & -V_{ie}^\beta \cos \theta_{ie}^\beta \Delta I_{ire}^\beta - V_{ie}^\beta \text{sen} \theta_{ie}^\beta \Delta I_{im}^\beta + \left[ V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\beta} \cos \theta_y - \frac{\partial P_{L_i}}{\partial V_i^\beta} - I_{ire}^\beta \cos \theta_{ie}^\beta \right. \\
& \left. - I_{ime}^\beta \text{sen} \theta_{ie}^\beta + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} \left[ V_{ie}^\gamma \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) - V_{ke}^\gamma \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \right] \right] \Delta V_i^\beta \\
& + V_{ie}^\beta \sum_{\substack{\gamma \in \phi \\ \gamma \neq \beta}} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\gamma} \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) \Delta V_i^\gamma - V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \Delta V_k^\gamma \\
& - V_{ie}^\beta \left[ \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} \left[ V_{ie}^\gamma \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) - V_{ke}^\gamma \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \right] - I_{ire}^\beta \text{sen} \theta_{ie}^\beta \right. \\
& \left. + I_{ime}^\beta \cos \theta_{ie}^\beta + V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\beta} \text{sen} \theta_y \right] \Delta \theta_i^\beta + V_{ie}^\beta \sum_{\substack{\gamma \in \phi \\ \gamma \neq \beta}} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\gamma} V_{ie}^\gamma \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) \Delta \theta_i^\gamma \\
& - V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} V_{ke}^\gamma \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \Delta \theta_k^\gamma \tag{6.13}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
0 = & -V_{ie}^\beta \text{sen} \theta_{ie}^\beta \Delta I_{ire}^\beta + V_{ie}^\beta \cos \theta_{ie}^\beta \Delta I_{im}^\beta + \left[ -V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\beta} \text{sen} \theta_y - \frac{\partial Q_{L_i}}{\partial V_i^\beta} - I_{ire}^\beta \text{sen} \theta_{ie}^\beta \right. \\
& \left. + I_{ime}^\beta \cos \theta_{ie}^\beta + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} \left[ V_{ie}^\gamma \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) - V_{ke}^\gamma \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \right] \right] \Delta V_i^\beta \\
& - V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \Delta V_k^\gamma + V_{ie}^\beta \sum_{\substack{\gamma \in \phi \\ \gamma \neq \beta}} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\gamma} \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) \Delta V_i^\gamma \\
& - V_{ie}^\beta \left[ \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} \left[ -V_{ie}^\gamma \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) + V_{ke}^\gamma \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \right] + I_{ire}^\beta \cos \theta_{ie}^\beta \right. \\
& \left. + I_{ime}^\beta \text{sen} \theta_{ie}^\beta + V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\beta} \cos \theta_y \right] \Delta \theta_i^\beta - V_{ie}^\beta \sum_{\substack{\gamma \in \phi \\ \gamma \neq \beta}} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\gamma} V_{ie}^\gamma \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) \Delta \theta_i^\gamma \\
& + V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} V_{ke}^\gamma \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \Delta \theta_k^\gamma \tag{6.14}
\end{aligned}$$

### 6.2.2 Barras de carga (barra $i$ , fase $\beta$ )

Linearizando (5.24) e (5.25) resulta respectivamente em:

$$\begin{aligned}
0 = & \left[ V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\beta} \cos \theta_y + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} \left[ V_{ie}^\gamma \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) - V_{ke}^\gamma \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \right] \right. \\
& - \left. \frac{\partial P_{L_i}}{\partial V_i^\beta} \right] \Delta V_i^\beta + V_{ie}^\beta \sum_{\substack{\gamma \in \phi \\ \gamma \neq \beta}} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\gamma} \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) \Delta V_i^\gamma \\
& - V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \Delta V_k^\gamma - V_{ie}^\beta \left[ V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\beta} \text{sen} \theta_y \right. \\
& + \left. \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} \left[ V_{ie}^\gamma \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) - V_{ke}^\gamma \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \right] \right] \Delta \theta_i^\beta \\
& + V_{ie}^\beta \sum_{\substack{\gamma \in \phi \\ \gamma \neq \beta}} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\gamma} V_{ie}^\gamma \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) \Delta \theta_i^\gamma \\
& - V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} V_{ke}^\gamma \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \Delta \theta_k^\gamma \tag{6.15}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
0 = & \left[ - \frac{\partial Q_{L_i}}{\partial V_i^\beta} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} \left[ -V_{ie}^\gamma \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) + V_{ke}^\gamma \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \right] \right. \\
& - \left. V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\beta} \text{sen} \theta_y \right] \Delta V_i^\beta - V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \Delta V_k^\gamma \\
& + V_{ie}^\beta \sum_{\substack{\gamma \in \phi \\ \gamma \neq \beta}} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\gamma} \text{sen} \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) \Delta V_i^\gamma - V_{ie}^\beta \left[ V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\beta} \cos \theta_y \right. \\
& + \left. \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} \left[ -V_{ie}^\gamma \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) + V_{ke}^\gamma \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \right] \right] \Delta \theta_i^\beta \\
& - V_{ie}^\beta \sum_{\substack{\gamma \in \phi \\ \gamma \neq \beta}} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}^{\beta\gamma} V_{ie}^\gamma \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ie}^\gamma - \theta_y \right) \Delta \theta_i^\gamma \\
& + V_{ie}^\beta \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \sum_{\gamma \in \phi} Y_{ik}^{\beta\gamma} V_{ke}^\gamma \cos \left( \theta_{ie}^\beta - \theta_{ke}^\gamma - \theta_y \right) \Delta \theta_k^\gamma \tag{6.16}
\end{aligned}$$

## 6.3 Equações Linearizadas dos Sistemas de Controle

### 6.3.1 Turbina e Regulador de Velocidade

Linearizando (5.26)–(5.28), obtém-se respectivamente:

$$\Delta \dot{x}_{1i}^g = \Delta x_{2i}^g \quad (6.17)$$

$$\Delta \dot{x}_{2i}^g = -\frac{1}{T_{t_i} T_{v2i}} \Delta x_{1i}^g - \frac{T_{t_i} + T_{v2i}}{T_{t_i} T_{v2i}} \Delta x_{2i}^g - \frac{1}{R_i T_{t_i} T_{v2i} \omega_s} \Delta \omega \quad (6.18)$$

$$0 = \Delta T_{M_i} - \Delta x_{1i}^g - T_{v1i} \Delta x_{2i}^g + \frac{D_{T_i}}{\omega_s} \Delta \omega \quad (6.19)$$

### 6.3.2 Regulador Automático de Tensão

Linearizando (5.29)–(5.31), obtém-se respectivamente:

$$\Delta \dot{E}_{fdi} = -\frac{K_{E_i}}{T_{E_i}} \Delta E_{fdi} + \frac{1}{T_{E_i}} \Delta V_{R_i} \quad (6.20)$$

$$\Delta \dot{V}_{R_i} = -\frac{1}{T_{A_i}} \Delta V_{R_i} + \frac{K_{A_i}}{T_{A_i}} \Delta R_{F_i} - \frac{K_{A_i} K_{F_i}}{T_{F_i} T_{A_i}} \Delta E_{fdi} - \frac{K_{A_i}}{T_{A_i}} \Delta V_i + \frac{K_{A_i}}{T_{A_i}} \Delta V_{PSS_i} \quad (6.21)$$

$$\Delta \dot{R}_{F_i} = -\frac{1}{T_{F_i}} \Delta R_{F_i} + \frac{K_{F_i}}{T_{F_i}^2} \Delta E_{fdi}, \quad (6.22)$$

sendo que  $\Delta V_i$  varia dependendo do laço de realimentação implementado.

Para o laço implementado através da realimentação do módulo da tensão da fase  $\beta$ ,

$$\Delta V_i = \Delta V_i^\beta. \quad (6.23)$$

No caso de  $V_i = V_i^p$ , ou seja, a realimentação é implementada através da tensão de sequência positiva do gerador,

$$\Delta V_i = \frac{h}{6V_{ie}^p} \left[ \frac{\partial V_i^{p^2}}{\partial V_i^a} \Delta V_i^a + \frac{\partial V_i^{p^2}}{\partial V_i^b} \Delta V_i^b + \frac{\partial V_i^{p^2}}{\partial V_i^c} \Delta V_i^c + \frac{\partial V_i^{p^2}}{\partial \theta_i^a} \Delta \theta_i^a + \frac{\partial V_i^{p^2}}{\partial \theta_i^b} \Delta \theta_i^b + \frac{\partial V_i^{p^2}}{\partial \theta_i^c} \Delta \theta_i^c \right] \quad (6.24)$$

já que

$$V_i^{p^2} = \left[ V_i^{a^2} + V_i^{b^2} + V_i^{c^2} + 2V_i^a V_i^b \cos(\theta_i^a - \theta_i^b - 2\pi/3) + 2V_i^a V_i^c \cos(\theta_i^a - \theta_i^c + 2\pi/3) + 2V_i^b V_i^c \cos(\theta_i^b - \theta_i^c - 2\pi/3) \right], \quad (6.25)$$

onde

$$\frac{\partial V_i^{p^2}}{\partial V_i^a} = 2V_{ie}^a + 2V_{ie}^b \cos(\theta_{ie}^a - \theta_{ie}^b - 2\pi/3) + 2V_{ie}^c \cos(\theta_{ie}^a - \theta_{ie}^c + 2\pi/3) \quad (6.26)$$

$$\frac{\partial V_i^{p^2}}{\partial V_i^b} = 2V_{ie}^b + 2V_{ie}^a \cos(\theta_{ie}^a - \theta_{ie}^b - 2\pi/3) + 2V_{ie}^c \cos(\theta_{ie}^b - \theta_{ie}^c - 2\pi/3) \quad (6.27)$$

$$\frac{\partial V_i^{p^2}}{\partial V_i^c} = 2V_{ie}^c + 2V_{ie}^a \cos(\theta_{ie}^a - \theta_{ie}^c + 2\pi/3) + 2V_{ie}^b \cos(\theta_{ie}^b - \theta_{ie}^c - 2\pi/3) \quad (6.28)$$

$$\frac{\partial V_i^{p^2}}{\partial \theta_i^a} = -2V_{ie}^a V_{ie}^b \sin(\theta_{ie}^a - \theta_{ie}^b - 2\pi/3) - 2V_{ie}^a V_{ie}^c \sin(\theta_{ie}^a - \theta_{ie}^c + 2\pi/3) \quad (6.29)$$

$$\frac{\partial V_i^{p^2}}{\partial \theta_i^b} = 2V_{ie}^a V_{ie}^b \sin(\theta_{ie}^a - \theta_{ie}^b - 2\pi/3) - 2V_{ie}^b V_{ie}^c \sin(\theta_{ie}^b - \theta_{ie}^c - 2\pi/3) \quad (6.30)$$

$$\frac{\partial V_i^{p^2}}{\partial \theta_i^c} = 2V_{ie}^a V_{ie}^c \sin(\theta_{ie}^a - \theta_{ie}^c + 2\pi/3) + 2V_{ie}^b V_{ie}^c \sin(\theta_{ie}^b - \theta_{ie}^c - 2\pi/3) \quad (6.31)$$

Quando  $V_i = (V_i^a + V_i^b + V_i^c) / 3$ , tem-se que:

$$\Delta V_i = (\Delta V_i^a + \Delta V_i^b + \Delta V_i^c) / 3. \quad (6.32)$$

## 6.4 Incorporação das Restrições Algébricas às Equações Diferenciais

Pode-se escrever as equações linearizadas dos geradores e da rede da seguinte forma:

$$\Delta \dot{x} = \mathbf{A}_1 \Delta x + \mathbf{B}_1 \Delta I_g + \mathbf{B}_2 \Delta V_g + \mathbf{E}_1 \Delta u \quad (6.33)$$

$$0 = \mathbf{C}_1 \Delta x + \mathbf{D}_1 \Delta I_g + \mathbf{D}_2 \Delta V_g \quad (6.34)$$

$$0 = \mathbf{D}_3 \Delta I_g + \mathbf{D}_4 \Delta V_g + \mathbf{D}_5 \Delta V_\ell \quad (6.35)$$

$$0 = \mathbf{D}_6 \Delta V_g + \mathbf{D}_7 \Delta V_\ell \quad (6.36)$$

onde

$$\begin{aligned} \Delta I_g &= \left[ \Delta I_{dq1}^T \quad \Delta I_{abc1}^T \quad \dots \quad \Delta I_{dqm}^T \quad \Delta I_{abcm}^T \right]^T \\ \Delta V_g &= \left[ \Delta V_{abc1}^T \quad \Delta \theta_{abc1}^T \quad \dots \quad \Delta V_{abcm}^T \quad \Delta \theta_{abcm}^T \right]^T \\ \Delta V_\ell &= \left[ \Delta V_{abc_{m+1}}^T \quad \Delta \theta_{abc_{m+1}}^T \quad \dots \quad \Delta V_{abc_n}^T \quad \Delta \theta_{abc_n}^T \right]^T \\ \Delta u &= \left[ \Delta U_{add1}^T \quad \dots \quad \Delta U_{add_m}^T \right]^T. \end{aligned}$$

Neste conjunto de equações lineares, (6.33) representa as equações diferenciais do sistema algébrico-diferencial linearizado. Já (6.34) representa as equações algébricas dos circuitos de sequência positiva, negativa, e zero de cada um dos geradores. Por fim, (6.35) e (6.36) representam respectivamente as equações da rede, calculadas respectivamente para as barras de geração e de carga. É possível mostrar que as matrizes  $\mathbf{A}_1$ ,  $\mathbf{B}_1$ ,  $\mathbf{B}_2$ ,  $\mathbf{E}_1$ ,  $\mathbf{C}_1$ ,  $\mathbf{D}_1$ ,  $\mathbf{D}_2$ , e  $\mathbf{D}_3$  são matrizes bloco diagonais, dadas as características de tais equações.

De (6.34),

$$\Delta I_g = -\mathbf{D}_1^{-1} \mathbf{C}_1 \Delta x - \mathbf{D}_1^{-1} \mathbf{D}_2 \Delta V_g, \quad (6.37)$$

que, quando é substituída em (6.33) e (6.35), resulta em:

$$\Delta \dot{x} = (\mathbf{A}_1 - \mathbf{B}_1 \mathbf{D}_1^{-1} \mathbf{C}_1) \Delta x + (\mathbf{B}_2 - \mathbf{B}_1 \mathbf{D}_1^{-1} \mathbf{D}_2) \Delta V_g + \mathbf{E}_1 \Delta u \quad (6.38)$$

$$0 = (-\mathbf{D}_3\mathbf{D}_1^{-1}\mathbf{C}_1) \Delta x + (\mathbf{D}_4 - \mathbf{D}_3\mathbf{D}_1^{-1}\mathbf{D}_2) \Delta V_g + \mathbf{D}_5\Delta V_\ell \quad (6.39)$$

$$0 = \mathbf{D}_6\Delta V_g + \mathbf{D}_7\Delta V_\ell . \quad (6.40)$$

As equações (6.38)–(6.40) podem ser colocadas na forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}' & \mathbf{B}' \\ \mathbf{C}' & \mathbf{D}' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta V_N \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{E}_1 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta u \quad (6.41)$$

onde  $\Delta V_N = \begin{bmatrix} \Delta V_g^T & \Delta V_\ell^T \end{bmatrix}^T$ . A matriz de estados do sistema dado por (6.41) pode ser obtida através de:

$$\Delta \dot{x} = \mathbf{A}_{\text{sys}}\Delta x + \Delta \mathbf{E}_1\Delta u \quad (6.42)$$

onde

$$\mathbf{A}_{\text{sys}} = \mathbf{A}' - \mathbf{B}'\mathbf{D}'^{-1}\mathbf{C}' \quad (6.43)$$

Assim, após a substituição das variáveis algébricas diretamente no conjunto de equações diferenciais, é possível obter um sistema de equações diferenciais no espaço de estados, dado por (6.42) e (6.43). Com este conjunto de equações pode-se analisar as características locais do sistema algébrico-diferencial completo, em torno do ponto de equilíbrio no qual o sistema foi linearizado.

Para facilitar a implementação prática do problema, pode-se considerar ainda que as cargas podem ser modeladas através de impedâncias constantes no período de análise. Tal simplificação facilita principalmente o procedimento de simulação não-linear do problema, ao simplificar o processo de solução das equações algébricas dada uma solução das variáveis de estado do sistema não-linear.



# Implementação e Resultados da Abordagem Baseada em Modelos

---

Neste capítulo, a modelagem desenvolvida no Capítulo 5 foi validada em relação ao efeito do desequilíbrio no desempenho dinâmico de SDEE com GSD. Tal procedimento consistiu basicamente da realização de diversas simulações em três diferentes plataformas e a posterior comparação das mesmas:

- 1) Simulações não-lineares realizadas utilizando o modelo fasorial desenvolvido no Capítulo 5;
- 2) Análise modal, utilizando o modelo fasorial linearizado apresentado no Capítulo 6;
- 3) Simulações não-lineares realizadas utilizando um modelo trifásico completo da máquina, representando todos os elementos do sistema no domínio do tempo (via ATP).

A implementação tanto do modelo não-linear como do modelo linearizado (plataformas 1 e 2) visou a validação da implementação realizada. A terceira plataforma é efetivamente a realização de simulações através do software ATP, utilizando a abordagem baseada em sinais apresentada no Capítulo 4 para a estimação dos modos eletromecânicos presentes no sistema. A ideia da obtenção de resultados através das três plataformas consiste da necessidade de validação da modelagem utilizada nas plataformas 1 e 2, sendo que para isto foi utilizada a plataforma 3, considerada como referência nesta tese, uma vez que o software ATP possui modelos já validados pela comunidade internacional para estudos em sistemas com desequilíbrio da carga (WANG; JATSKEVICH; DOMMEL, 2007). Detalhes gerais sobre a implementação em cada uma das plataformas estão apresentados na próxima seção, sendo que o cenário de estudo e os resultados obtidos estão apresentados nas seções subsequentes.

## 7.1 Visão Geral da Implementação Realizada

As duas primeiras plataformas foram implementadas em Matlab, dada a sua facilidade na manipulação de variáveis complexas e matrizes bem como devido à disponibilidade de licença institucional do software por parte da USP. Para a realização das simulações não-lineares, utilizou-se a função *ode113* do Matlab, que corresponde à solução no domínio do tempo de uma equação diferencial ordinária através do Método de Adams-Bashforth-Moulton. Tal método distingue-se dos métodos clássicos de Euler e Runge-Kutta por utilizar quatro pontos anteriores ao ponto que deseja-se calcular. A escolha por este método foi devido a sua maior eficiência quando da utilização de uma tolerância baixa a erros. Entretanto, o passo de integração deste método também é variável, sendo assim, a saída deste método corresponde a um conjunto de pontos que não estão igualmente espaçados no tempo. Com tal conjunto de pontos não é possível utilizar o Método ESPRIT para a estimação dos modos eletromecânicos, pois o mesmo supõe que os pontos que definem o sinal a ser analisado estão igualmente espaçados no tempo (BOLLEN; GU, 2006). Para que fosse possível utilizar o Método ESPRIT, conforme descrito no Capítulo 4, foi utilizada a função *spline* do Matlab nos sinais de saída da função *ode113*. Esta função *spline* utiliza uma interpolação cúbica entre os pontos de uma dada função de entrada, dados os valores temporais em que estes pontos foram obtidos, e retorna aproximações bastante precisas dos pontos desta função nos valores temporais desejados. Assim, foram solicitados à esta função um conjunto de pontos igualmente espaçados para os sinais utilizados, possibilitando o uso do Método ESPRIT.

Outra questão importante observada durante a realização dos testes nas plataformas 1 e 2 foi o cálculo das condições iniciais e da solução de equilíbrio do sistema de equações algébrico-diferencial desenvolvido, respectivamente. Isto porque, tradicionalmente, o cálculo da solução de equilíbrio do modelo algébrico-diferencial representando um sistema elétrico de potência monofásico é realizado utilizando-se o cálculo de um fluxo de potência e o posterior cálculo das condições de equilíbrio para as demais variáveis de estado ( $\dot{x} = 0$ ) (SAUER; PAI, 1998). Tal solução é utilizada tanto para inicialização da simulação não-linear, que supostamente deve iniciar em uma condição de equilíbrio, quanto para o cálculo do modelo linearizado em torno do ponto de equilíbrio em questão. Entretanto, no caso da representação de sistemas elétricos trifásicos, como apresentado nos Capítulos 5 e 6, há uma inconsistência nas condições de contorno utilizadas na modelagem dinâmica com as restrições utilizadas para o cálculo do fluxo de potência trifásico.

No fluxo de potência trifásico tradicional, os parâmetros fixos nas barras de tensão controlada são as potências ativas e o módulo das tensões em cada uma das fases (BIRT et al., 1976; GARCIA et al., 2000; KERSTING, 2002; ACHA, 2004). Entretanto, no modelo dinâmico desenvolvido não há valor fixo especificado para cada uma das fases do sistema, mas sim o controle de uma tensão que pode possuir diferentes definições, dependendo do método de medição da tensão terminal. Assim, não é possível garantir



o equilíbrio fixando-se as três tensões do gerador e a potência em cada uma das fases, pois no modelo dinâmico um equilíbrio não é atingido com estas condições. A fixação da potência ativa em cada uma das fases do gerador, por outro lado, não representa uma condição real do gerador, dado que não é possível fixar a potência de saída de cada uma das fases do gerador isoladamente, sendo possível somente fixar a potência ativa no eixo do gerador.

Observadas estas limitações, fica evidente a necessidade de um método distinto para o cálculo das condições iniciais e da solução de equilíbrio do modelo desenvolvido. Assim, o procedimento final utilizado nas simulações realizadas na plataforma 1 foi o seguinte:

- 1) Cálculo do fluxo de potência trifásico tradicional, fixando o módulo das tensões e a potência ativa nas três fases dos geradores síncronos;
- 2) Cálculo da solução de equilíbrio do sistema algébrico-diferencial, como descrito no Apêndice B;
- 3) Simulação não-linear do sistema pré-falta, aplicando uma rampa (a partir do zero) na entrada de controle do torque mecânico do gerador até que a potência ativa trifásica na saída do gerador seja a especificada;
- 4) Simulação não-linear do sistema pré-falta na condição obtida no passo anterior até que o sistema atinja o equilíbrio;
- 5) Simulação não-linear do sistema em falta, utilizando como condição inicial o último conjunto de variáveis de estado calculadas no passo anterior;
- 6) Simulação não-linear do sistema pós-falta, utilizando como condição inicial o último conjunto de variáveis de estado calculadas no passo anterior;
- 7) Obtenção do sinal de velocidade do gerador síncrono com pontos igualmente espaçados no tempo, através de uma interpolação cúbica;
- 8) Cálculo dos modos eletromecânicos através da abordagem descrita no Capítulo 4 e do sinal de velocidade obtido no passo anterior.

Note que somente uma simulação não-linear é realizada, contendo todos os passos descritos acima.

Já o segundo procedimento, que consiste no cálculo dos autovalores do modelo linearizado em torno de um ponto de equilíbrio foi obtido com um subproduto do procedimento 1, a saber, a saída do Passo 4. Ao final deste passo o sistema está em equilíbrio, considerando que o sistema possui um ponto de equilíbrio estável e que a condição inicial calculada no Passo 2 está dentro da sua região de atração, e, logo, a linearização é realizada em torno deste ponto. O segundo procedimento pode ser resumido da seguinte

forma (sabendo que a simulação não-linear é estritamente a mesma realizada no primeiro procedimento):

- 1) Cálculo do fluxo de potência trifásico tradicional, fixando o módulo das tensões e a potência ativa nas três fases dos geradores síncronos;
- 2) Cálculo da solução de equilíbrio do sistema algébrico-diferencial, como descrito no Apêndice B;
- 3) Simulação não-linear do sistema pré-falta, aplicando uma rampa (a partir do zero) na entrada de controle do torque mecânico do gerador até que a potência ativa trifásica na saída do gerador seja a especificada;
- 4) Simulação não-linear do sistema pré-falta na condição obtida no passo anterior até que o sistema atinja o equilíbrio;
- 5) Cálculo do modelo linearizado do sistema;
- 6) Cálculo dos autovalores, autovetores e fatores de participação do modelo linearizado;
- 7) Determinação do modo eletromecânico a partir dos autovalores e dos fatores de participação calculados.

O terceiro procedimento utilizado para a validação do modelo desenvolvido consiste na realização de simulações não-lineares através do software ATP<sup>29</sup>. Tal software é bastante adequado para a simulação de transitórios eletromecânicos no contexto desta tese devido a sua capacidade de lidar facilmente com sistemas trifásicos, tanto do ponto de vista de modelagem como da própria concepção do software (MEYER; LIU, T.-H., 1998; WANG; JATSKEVICH; DOMMEL, 2007), sendo o seu único revés a dificuldade na modelagem de componentes de controle, já que os mesmos não estão disponíveis diretamente, mas devem sim ser escritos à medida que forem utilizados. Todos os modelos de controle utilizados neste procedimento foram escritos utilizando a linguagem MODELS para ATP, por representar uma modelagem mais robusta em comparação às alternativas existentes, inclusive do ponto de vista da simulação realizada no software, como sugerido nas publicações oficiais deste (DUBÉ, 1996). O procedimento 3 considera ainda a condição de operação obtida no procedimento 1, descrito anteriormente, de forma a garantir que a condição de operação do sistema em ambos os procedimentos é a mesma. Este procedimento pode ser resumido através dos seguintes passos:

---

<sup>29</sup>Este software foi desenvolvido originalmente para o estudo de praticamente qualquer tipo de transitório em um sistema elétrico de potência. Entretanto é mais difundido para a simulação de transitórios eletromagnéticos e coordenação do isolamento. Por outro lado, este pode ser utilizado também para a simulação de transitórios eletromecânicos (MAHSEREDJIAN; DINAHAHI; MARTINEZ, 2009).

- 1) Utilizando a saída do Passo 4 do procedimento 1, a impedância das cargas no equilíbrio do sistema é calculada e os módulos das tensões e as potência ativas nas saídas dos geradores são obtidos;
- 2) Escrita do cartão de entrada do ATP, considerando a impedância das cargas calculada no passo anterior;
- 3) Utilização das funções *LOAD FLOW* e *FIX SOURCE* do software ATP para obtenção das condições iniciais da simulação, considerando os módulos das tensões as potências ativas nas saídas dos geradores obtidos no Passo 1 deste procedimento;
- 4) Simulação não-linear utilizando o software ATP, contendo o período pré-falta (até que o equilíbrio seja atingido), em falta e pós-falta;
- 5) Passagem do arquivo de resultados para o formato reconhecido pelo Matlab (*.mat*);
- 6) Cálculo dos modos eletromecânicos através da abordagem descrita no Capítulo 4 e do sinal de velocidade obtido no passo anterior.

## 7.2 Estudos Preliminares em Sistemas com Carga Equilibrada

De forma a garantir que a modelagem apresentada nos Capítulos 5 e 6 é válida no caso especial de sistemas equilibrados (o que é uma necessidade, dado que o modelo é uma generalização do caso monofásico), um extenso e detalhado estudo do desempenho dinâmico de sistemas com carga equilibrada foi realizado. Os resultados obtidos com estes testes foram comparados com os resultados obtidos através de uma ferramenta comercial de estudos da dinâmica de SEP, a saber, o software PacDyn (MARTINS et al., 2000). Como o estudo de sistemas equilibrados não é o foco desta tese de doutorado, os resultados comparativos serão somente discutidos de forma breve nesta seção.

Para estes estudos preliminares, o sistema-teste C, descrito no Apêndice A, foi estudado tanto nas plataformas 1 e 2 como no software PacDyn, considerando somente condições onde a carga é equilibrada. Inicialmente o sistema foi estudado sem carga, com o gerador injetando de 1 a 6 MW no sistema, com passos de 1 MW, sem controlador nenhum atuando no gerador. Após este estudo, a potência ativa do gerador (ainda sem controladores) foi fixada em 3 MW e foi inserida uma carga ativa de até 10 MW no sistema, variando-a de 2 em 2 MW. No terceiro estudo, a potência ativa injetada pelo gerador (sem controladores) foi fixada em 3 MW e a potência complexa da carga foi variada de 0 MVar até 10 MVar, em passos de 2 MVar, mantendo o fator de potência da carga fixo. No último estudo, foi realizada a mesma variação do terceiro estudo, sendo que foi

incluído um regulador de tensão de atuação rápida, conforme apresentado no Capítulo 5, com o ganho  $K_a$  variando de 50 a 250 pu, em passos de 50 pu.

Os resultados obtidos comparando o modelo trifásico desenvolvido na condição de carga equilibrada e o modelo implementado no software PacDyn foram muito próximos em todos os casos estudados, considerando os parâmetros de frequência e amortecimento dos modos que representam a dinâmica do sistema estudado. A precisão obtida entre os resultados foi na segunda casa decimal em todos os casos estudados (considerando o amortecimento dado em valores percentuais). Assim, conclui-se que o modelo desenvolvido é fidedigno para estudos com carga equilibrada e que este foi implementado corretamente no Matlab, no âmbito das plataformas 1 e 2.

Após a validação das plataformas 1 e 2 com o software PacDyn, a plataforma 3 também foi validada, utilizando os mesmos conjuntos de testes anteriormente mencionados. A discrepância entre os resultados, entretanto, foi um pouco maior. A comparação entre os métodos mostrou especialmente uma diferença no amortecimento dos modos eletromecânicos obtidos na plataforma 3 e através do software PacDyn. De forma geral, esta discrepância nunca foi superior a uma casa decimal no amortecimento do modo, quando o mesmo é comparado em valores percentuais, sempre inferior a 0,3%, em valores absolutos. Assim, pode-se dizer que a implementação na plataforma 3 também está coerente e validada, sendo que as diferenças encontradas são atribuídas às diferenças nas modelagem entre os softwares, uma vez que o software PacDyn utiliza uma modelagem fasorial da rede e dos geradores ao passo que no software ATP tanto a rede como os geradores são modelados no domínio do tempo.

### 7.3 Cenários de Estudo para o Caso com Desequilíbrio da Carga

De forma a se observar o desempenho de geradores síncronos na presença de desequilíbrio, os procedimentos descritos na Seção 7.1 foram utilizados para a determinação dos modos eletromecânicos do sistema-teste C, descrito no Apêndice A, sob diferentes condições do sistema, considerando o modelo de excitatriz rápida com  $K_a = 150$  pu e  $T_a = 0,15$  s no caso base, sendo que o gerador síncrono foi representado por um modelo de dois eixos. Ainda, a potência injetada pelo gerador foi fixada em 3 MW, sendo que a carga possui 6 MVA e fator de potência de 0,9729 indutivo. Para representar o desequilíbrio da carga, um fator de desequilíbrio da carga, denominado  $\ell$ , foi definido e utilizado para representar a variação da carga neste estudo. Este fator foi apresentado na Seção 4.2 e não será aqui apresentado novamente. Para fins de validação da modelagem desenvolvida, foi considerado somente um tipo de realimentação de tensão neste estudo, a saber,  $V_t = (V_a + V_b + V_c) / 3$ , representando a tensão terminal como a média aritmética das ten-

sões trifásicas eficazes no terminal do gerador. Ainda para fins de validação do modelo desenvolvido, foram realizadas as seguintes variações paramétricas no sistema:

- $\ell = 10\%, 20\%, \dots, 100\%$ ;
- $\phi = AB, AC, BA, BC, CA, CB$ ;

Deve-se observar que os procedimentos 1 e 3 envolvem a observação dos modos eletromecânicos a partir de simulações não-lineares. Sendo assim, é necessária a aplicação de uma pequena perturbação no sistema de forma a excitar tais modos. No contexto deste trabalho, foram simuladas diversas perturbações de forma que fosse possível observar que os modos calculados eram os mesmos, ou seja, as não-linearidades não estariam afetando de forma significativa nos resultados observados. A perturbação de referência para os resultados apresentados nas seções subsequentes é distinta<sup>30</sup> para as plataformas 1 e 3. Na plataforma 1, a perturbação corresponde a uma variação de carga de 5% (diminuição da carga) por um período de 40 ms, sendo que na Plataforma 3 a perturbação corresponde a uma falta trifásica transitória (ou seja, extingue-se naturalmente) com resistência de 2  $\Omega$ , aplicada aos terminais do gerador por um período de 20 ms, sem a operação de um sistema de proteção<sup>31</sup>.

## 7.4 Resultados Obtidos

Os modos eletromecânicos estimados através das plataformas 1 e 2 estão apresentados na Tabela 7.1. Nesta tabela estão apresentadas apenas as principais características dos modos eletromecânicos estimados, ou seja, a sua frequência e o seu amortecimento, através de ambas plataformas, para diferentes pares de  $\phi$  e fatores de desequilíbrio ( $\ell$ ). Os resultados mostram primeiramente que a implementação de ambas as plataformas é coerente, já que os resultados são exatamente iguais (com uma precisão de duas casas decimais) em praticamente todos os casos, exatamente como no caso com carga equilibrada.

É interessante analisar a tendência dos modos estimados com o aumento do desequilíbrio e diferentes pares de  $\phi$ . Na verdade, independentemente de  $\phi$ , o desempenho dinâmico do sistema possui a mesma tendência com o aumento do desequilíbrio (dado pelo parâmetro  $\ell$ ), dada por uma pequena redução da frequência da oscilação eletromecânica e uma redução do amortecimento da oscilação eletromecânica. Assim, pode-se concluir que a parte imaginária do modo que representa a oscilação eletromecânica diminui e a parte real aumenta com o aumento do desequilíbrio nos casos estudados. A variação absoluta do amortecimento foi de aproximadamente 0,03%, sendo que a da frequência foi de 0,01 Hz.

<sup>30</sup>O uso de diferentes perturbações não modifica o desempenho dinâmico de pequenas perturbações do sistema, desde que as perturbações aplicadas sejam realmente pequenas.

<sup>31</sup>Nota-se que em ambas as perturbações aplicadas o sistema após a perturbação permanece exatamente igual ao sistema antes da perturbação.

Tabela 7.1: Características das oscilações eletromecânicas observadas através das Plataformas 1 e 2.

		Não-Linear		Linear				Não-Linear		Linear	
$\phi$	$\ell$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$\phi$	$\ell$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]
AB	0	2,931	2,653	2,931	2,654	AC	0	2,931	2,653	2,931	2,654
	10	2,931	2,652	2,931	2,653		10	2,931	2,652	2,931	2,653
	20	2,930	2,650	2,930	2,651		20	2,930	2,650	2,930	2,651
	30	2,930	2,649	2,930	2,650		30	2,930	2,650	2,930	2,651
	40	2,930	2,647	2,930	2,648		40	2,930	2,647	2,930	2,648
	50	2,929	2,645	2,929	2,645		50	2,929	2,644	2,929	2,645
	60	2,929	2,641	2,929	2,642		60	2,929	2,641	2,929	2,642
	70	2,928	2,638	2,928	2,638		70	2,928	2,638	2,928	2,639
	80	2,928	2,633	2,928	2,634		80	2,927	2,634	2,927	2,634
	90	2,927	2,627	2,927	2,627		90	2,926	2,627	2,926	2,628
100	2,926	2,622	2,926	2,622	100	2,923	2,614	2,925	2,611		
BA	0	2,931	2,653	2,931	2,654	BC	0	2,931	2,653	2,931	2,654
	10	2,931	2,652	2,931	2,652		10	2,931	2,651	2,931	2,652
	20	2,930	2,651	2,930	2,652		20	2,930	2,651	2,930	2,652
	30	2,930	2,650	2,930	2,651		30	2,930	2,649	2,930	2,650
	40	2,930	2,647	2,930	2,648		40	2,930	2,647	2,930	2,648
	50	2,929	2,644	2,929	2,645		50	2,929	2,644	2,929	2,645
	60	2,929	2,641	2,929	2,642		60	2,929	2,641	2,929	2,642
	70	2,928	2,638	2,928	2,639		70	2,928	2,638	2,928	2,638
	80	2,927	2,634	2,927	2,634		80	2,928	2,633	2,928	2,633
	90	2,926	2,628	2,926	2,629		90	2,927	2,627	2,927	2,627
100	2,923	2,614	2,925	2,611	100	2,926	2,621	2,926	2,622		
CA	0	2,931	2,653	2,931	2,654	CB	0	2,931	2,653	2,931	2,654
	10	2,931	2,652	2,931	2,653		10	2,931	2,652	2,931	2,652
	20	2,930	2,651	2,930	2,652		20	2,930	2,650	2,930	2,651
	30	2,930	2,649	2,930	2,650		30	2,930	2,650	2,930	2,651
	40	2,930	2,647	2,930	2,648		40	2,930	2,647	2,930	2,648
	50	2,929	2,644	2,929	2,645		50	2,929	2,644	2,929	2,645
	60	2,929	2,641	2,929	2,642		60	2,929	2,641	2,929	2,642
	70	2,928	2,637	2,928	2,638		70	2,928	2,638	2,928	2,639
	80	2,928	2,633	2,928	2,634		80	2,927	2,634	2,927	2,634
	90	2,927	2,627	2,927	2,627		90	2,926	2,628	2,926	2,629
100	2,926	2,622	2,926	2,623	100	2,923	2,614	2,925	2,611		

Em relação aos modos eletromecânicos estimados através da plataforma 3 foram observados os resultados apresentados na Tabela 7.2. Nesta tabela estão apresentados os modos estimados, incluindo as partes reais e imaginárias dos autovalores que os representam, e as suas respectivas frequências de oscilação e amortecimentos. Observa-se que nesta plataforma a tendência dos modos eletromecânicos com o aumento do desequilíbrio é a de uma pequena redução da frequência da oscilação eletromecânica e uma redução do amortecimento da oscilação eletromecânica. A variação absoluta do amortecimento neste caso foi de aproximadamente 0,04%, sendo que a da frequência foi de 0,01 Hz.

Comparando os resultados apresentados nas Tabelas 7.1 e 7.2 observa-se a mesma tendência de desempenho dinâmico em todas as plataformas estudadas, considerando tanto o grau de desequilíbrio da carga como a característica do desequilíbrio, dada por  $\phi$ . Não só

Tabela 7.2: Características das oscilações eletromecânicas observadas através da Plataforma 3

$\phi$	$\ell$ [%]	Real	Imag.	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$\phi$	$\ell$ [%]	Real	Imag.	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]
AB	0	-0,468	18,434	2,934	2,538	AC	0	-0,468	18,434	2,934	2,538
	10	-0,468	18,434	2,934	2,537		10	-0,468	18,434	2,934	2,537
	20	-0,468	18,432	2,934	2,536		20	-0,468	18,432	2,934	2,536
	30	-0,467	18,429	2,933	2,535		30	-0,467	18,430	2,933	2,534
	40	-0,466	18,425	2,932	2,531		40	-0,466	18,425	2,932	2,531
	50	-0,466	18,420	2,932	2,527		50	-0,465	18,420	2,932	2,526
	60	-0,465	18,414	2,931	2,523		60	-0,465	18,414	2,931	2,522
	70	-0,464	18,407	2,929	2,518		70	-0,463	18,408	2,930	2,517
	80	-0,462	18,398	2,928	2,512		80	-0,462	18,399	2,928	2,509
	90	-0,461	18,388	2,927	2,504		90	-0,460	18,390	2,927	2,502
100	-0,459	18,378	2,925	2,499	100	-0,459	18,370	2,924	2,496		
BA	0	-0,468	18,434	2,934	2,538	BC	0	-0,468	18,434	2,934	2,538
	10	-0,468	18,434	2,934	2,537		10	-0,468	18,434	2,934	2,537
	20	-0,467	18,432	2,934	2,535		20	-0,467	18,432	2,934	2,535
	30	-0,467	18,430	2,933	2,534		30	-0,467	18,429	2,933	2,533
	40	-0,466	18,425	2,932	2,530		40	-0,466	18,425	2,932	2,530
	50	-0,466	18,421	2,932	2,526		50	-0,466	18,420	2,932	2,527
	60	-0,464	18,414	2,931	2,520		60	-0,465	18,414	2,931	2,522
	70	-0,463	18,408	2,930	2,515		70	-0,463	18,406	2,929	2,515
	80	-0,462	18,399	2,928	2,508		80	-0,462	18,398	2,928	2,509
	90	-0,460	18,390	2,927	2,501		90	-0,460	18,388	2,927	2,502
100	-0,459	18,370	2,924	2,495	100	-0,459	18,378	2,925	2,498		
CA	0	-0,468	18,434	2,934	2,538	CB	0	-0,468	18,434	2,934	2,538
	10	-0,468	18,434	2,934	2,537		10	-0,468	18,434	2,934	2,537
	20	-0,467	18,432	2,934	2,535		20	-0,468	18,432	2,934	2,536
	30	-0,467	18,429	2,933	2,533		30	-0,467	18,430	2,933	2,533
	40	-0,467	18,425	2,932	2,532		40	-0,466	18,425	2,932	2,531
	50	-0,466	18,420	2,932	2,527		50	-0,466	18,420	2,932	2,527
	60	-0,465	18,414	2,931	2,523		60	-0,465	18,414	2,931	2,522
	70	-0,463	18,406	2,929	2,517		70	-0,463	18,407	2,930	2,517
	80	-0,462	18,398	2,928	2,510		80	-0,462	18,399	2,928	2,511
	90	-0,460	18,388	2,927	2,503		90	-0,461	18,390	2,927	2,504
100	-0,459	18,378	2,925	2,496	100	-0,459	18,370	2,924	2,496		

a tendência foi a mesma como os valores envolvidos também foram muito similares, seja em variação absoluta do amortecimento e da frequência das oscilações eletromecânicas ou diretamente nos valores apresentados pelas variáveis, uma vez que no caso equilibrado a diferença no amortecimento e na frequência das oscilações eletromecânicas observadas pelas plataformas 1, 2, e 3 é pouco significativa. Esta pequena diferença pode ser novamente explicada pela diferença na modelagem utilizada em cada uma das plataformas. Como as plataformas 1 e 2 utilizam o mesmo modelo fasorial, a diferença é mínima, ao passo que esta diferença é maior quando comparamos os resultados obtidos nas plataformas 1 e 2 com os resultados obtidos com a plataforma 3. Como a plataforma 3 utiliza modelos da rede e dos geradores no domínio do tempo é esperado que haja uma pequena diferença, conforme a observada.

De acordo com o resultados obtidos neste capítulo, pode-se concluir que a modelagem

desenvolvida é fidedigna para os casos e modelos estudados, uma vez que valores bastante similares puderam ser observados também no software ATP, validando assim os resultados obtidos.



---

## Conclusões

---

Na segunda parte desta tese, foram propostas duas abordagens para o estudo de estabilidade a pequenas perturbações em SEP com desequilíbrio da carga. A primeira abordagem, baseada em sinais obtidos através de simulações ou de dados reais, utiliza métodos de estimação modal para a extração da informação de desempenho dinâmico a pequenas perturbações de SEP com desequilíbrio de carga. Foi também apresentado de forma qualitativa que o método de estimação modal utilizado, ESPRIT, possui uma precisão bastante grande na estimação dos modos eletromecânicos. Ainda, um estudo de caso de um modelo simplificado de um SEP típico brasileiro com geração distribuída mostrou que o efeito do desequilíbrio da carga depende diretamente do método com que se mede a tensão terminal do gerador operando sob condições de desequilíbrio de carga. Medições realizadas de forma mais genérica, como a média da tensão eficaz nas três fases, fazem com que o efeito do desequilíbrio seja o mesmo independentemente da fase que possua maior ou menor carga. Entretanto, definições menos genéricas da tensão terminal podem fazer com que o desempenho dinâmico do sistema mude dependendo da fase com mais ou menos carga no sistema. A conclusão, em qualquer caso, é a de que o desequilíbrio pode afetar de forma significativa o desempenho dinâmico do sistema, dependendo do quão desequilibrada é a carga do sistema.

Já a segunda abordagem é baseada em um modelo fasorial do SEP analisado e propõe um modelo trifásico e desequilibrado da rede e das cargas. Tal modelo foi concebido a partir de diversas observações realizadas na literatura para a representação de sistemas trifásicos para estudos de estabilidade de SEP. Assim como todos os modelos matemáticos, tal modelo utilizou simplificações, incluindo uma na representação da rede, que, da mesma forma como tradicionalmente já é realizado, foi representada no domínio fasorial. Este modelo algébrico-diferencial foi linearizado em torno do ponto de equilíbrio e foram apresentados resultados nesta parte que demonstraram que a região de validade do modelo linearizado é grande o suficiente para representar as características locais do modelo não-linear.

Conforme o esperado, mesmo contendo uma série de simplificações anteriormente dis-

cutidas, o modelo fasorial desenvolvido apresentou um desempenho satisfatório em relação às características dos modos eletromecânicos calculados. Deve-se salientar que, mesmo sendo o modelo baseado em observações e simplificações observadas na literatura, foram sim apresentadas modificações no mesmo, como a representação trifásica da rede em componentes de fases ( $abc$ ) e das cargas, ao invés da representação clássica em componentes de sequência ( $zpn$ ). Além disso, ressalta-se que os modelos apresentados na literatura foram testados exclusivamente para a análise de estabilidade transitória, que é um problema conceitualmente diferente do problema de pequenas perturbações, já que lida diretamente com a questão da região de estabilidade em detrimento do estudo das características locais dos sistemas analisados, as quais são o foco de estudo da estabilidade a pequenas perturbações. Por serem concebidos desta forma, os estudos apresentados na literatura apresentam simulações não-lineares que duram poucos instantes após a aplicação de uma perturbação em um sistema elétrico de potência, de maneira que é possível ver somente a característica de primeiro *swing* do conjunto sistema/perturbação (HARLEY; MAKRAM; DURAN, 1987; MAKRAM; ZAMBRANO; HARLEY, 1988; MAKRAM et al., 1989; KUNDUR, 1994). Sendo assim, como conclusão parcial desta tese é possível afirmar que as simplificações realizadas também são validas para estudos de EAPP em SEP com desequilíbrio de carga, pelo menos para sistemas com as mesmas características do estudado e com modelos similares, como o modelo de dois eixos do gerador. É evidente que somente um amplo estudo em um grande conjunto de sistemas elétricos com diferentes características poderá afirmar com toda a certeza a validade da modelagem desenvolvida para qualquer sistema elétrico.

O estudo apresentado neste capítulo pode ser classificado dentro do conjunto de estudos de estabilidade em SEP conforme mostra a Figura 8.1, retirada de (KUNDUR, 1994) e modificada para melhor contextualizar o trabalho apresentado<sup>32</sup> (em linha tracejada). Claramente, os estudos de EAPP em SEP poderão ser divididos em estudos de sistemas equilibrados e desequilibrados, uma vez que os modelos necessários para cada um destes estudos é distinto e os mecanismos que os influenciam também são distintos<sup>33</sup>. Os modelos utilizados em estudos de sistemas equilibrados podem ser modelos monofásicos dos sistemas elétricos, ao passo que em sistemas com desequilíbrio de carga, os modelos utilizados devem ser trifásicos, seja para a análise no domínio do tempo ou através de fasores. Ainda, os estudos em sistemas desequilibrados podem ser classificados entre estudos em sistemas com grandes desequilíbrios ou com pequenos desequilíbrios<sup>34</sup>, sendo

---

<sup>32</sup>A ideia aqui não é sugerir uma nova classificação de estudos de estabilidade, mas sim contextualizar o estudo realizado, utilizando a classificação já existente.

<sup>33</sup>Na verdade, complementares, uma vez que a única diferença é que em sistemas com desequilíbrio de carga há efeito do desequilíbrio nas oscilações eletromecânicas.

<sup>34</sup>Na prática, a operação desequilibrada em regime permanente de geradores síncronos é limitada por norma devido a restrições físicas dos geradores quando operando nestas condições (limitada pela relação entre corrente de sequência positiva e negativa do gerador). Nestes casos, os estudos envolvendo grandes desequilíbrios limita-se à consideração de operação em estado de emergência do sistema.

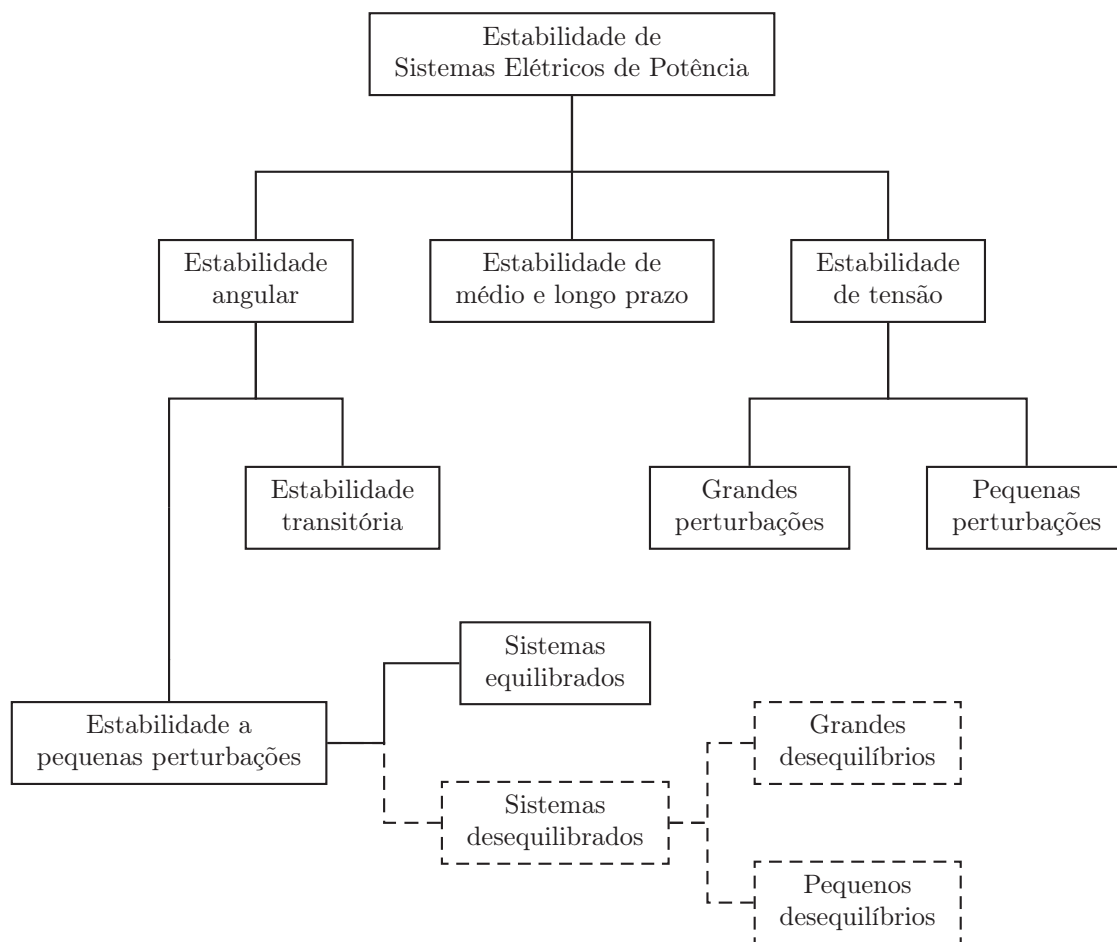


Figura 8.1: Classificação dos estudos de estabilidade em sistemas elétricos de potência incluindo os tópicos abordados nesta tese.

que as ferramentas a serem utilizadas podem ser distintas em cada um dos casos. Em ambos os casos, entretanto, as duas abordagens propostas, uma baseada em dados e outra baseada em modelos, mostraram-se adequadas e precisas tanto para pequenos desequilíbrios como para grandes desequilíbrios. Na verdade, como este tópico de trabalho ainda é relativamente novo, sugere-se a utilização complementar das duas abordagens propostas, de forma que possa se garantir precisão suficiente nos resultados obtidos, até que o modelo fasorial desenvolvido tenha sido exaustivamente testado.



## Parte III

# Oscilações Eletromecânicas e Qualidade de Energia em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica



## Capítulo 9

---

# Oscilações Eletromecânicas e Qualidade de Energia Elétrica

---

A qualidade da energia elétrica nos sistemas de distribuição com geradores distribuídos têm sido alvo de diversos estudos nos últimos anos (DUGAN et al., 2002; BOLLEN; HÄGER, 2005; WALLING et al., 2008; CONTI; RAITI; TINA, 2003; GOMEZ; MORCOS, 2003; NAGPAL et al., 2006; FREITAS et al., 2006; FOOTE et al., 2008; CALDERARO et al., 2009; MORSI; EL-HAWARY, 2009). Grande parte destes estudos elétricos enfoca o desempenho do sistema do ponto de vista de regime permanente, incluindo variações de tensão de curta duração e longa duração, análise de harmônicos, e estudos de flutuação de tensão com a carga sendo a fonte geradora destas flutuações, em um regime cíclico. O estudo de transitórios do ponto de vista de qualidade de energia nestes sistemas foi, até então, alvo de poucos trabalhos de pesquisa, sendo que estes foram normalmente superficiais (KUIAVA et al., 2008).

Conforme mencionado no capítulo inicial desta tese, os geradores distribuídos passaram a ter uma grande importância na operação dos sistemas elétricos na última década, sendo que a tendência é que esta importância aumente ainda mais. O principal aspecto relacionado à operação destes geradores diz respeito à mudança de comportamento do mesmo frente a perturbações no sistema. A tendência atual é de manter estes geradores conectados à rede de distribuição mesmo quando da ocorrência de perturbações<sup>35</sup>, o que vai de encontro com a prática atual, onde os geradores distribuídos devem ser retirados do sistema assim que for detectada uma perturbação no mesmo, de forma a diminuir a possibilidade de ilhamento não-intencional de uma parcela do sistema e a interferência destes geradores no processo de isolamento de uma falta.

Esta mudança de paradigma na operação dos geradores distribuídos resulta em diversas consequências, como a inclusão destes geradores em outros estudos onde os mesmos

---

<sup>35</sup>Esta não é a prática atual, mas sim uma tendência nos sistemas onde a geração distribuída representa grande parte da geração de energia elétrica, como no sistema europeu, conforme mencionado em (UCTE, 2007).

não estava inseridos anteriormente. É notável que, com esta nova tendência, os estudos de dinâmica destes sistemas deverão incluir os geradores distribuídos, dado que nesta situação estes participarão ativamente da mesma durante todo o período transitório, até o assentamento do sistema em um ponto de equilíbrio<sup>36</sup>. Neste sentido, fica evidente que os geradores síncronos distribuídos irão contribuir para esta dinâmica, tanto de forma positiva como de forma negativa, conforme mencionado na primeira parte deste trabalho.

Conforme mencionado nos capítulos iniciais deste trabalho, estas modificações na dinâmica podem incluir a ocorrência de oscilações eletromecânicas mal-amortecidas e estas oscilações eletromecânicas são, evidentemente, problemas relacionados à estabilidade de sistemas elétricos. Estes problemas de estabilidade podem, obviamente, ser resolvidos da maneira tradicional, através da implementação de controladores de amortecimento, conforme proposto por KUIAVA et al. (2008). Entretanto, dada a proximidade destes geradores às cargas do sistema<sup>37</sup>, é possível que outros problemas se originem a partir destas oscilações mal-amortecidas, mesmo que o sistema em malha fechada atenda aos requisitos de estabilidade através da utilização de um controlador do amortecimento. Neste sentido, questiona-se se a utilização de um critério de amortecimento mínimo, usual para garantia de estabilidade e desempenho dinâmico, garante também o atendimento aos índices de qualidade de energia elétrica. A intenção desta parte da tese é observar estas oscilações eletromecânicas do ponto de vista de qualidade de energia elétrica, inicialmente do ponto de vista local do sistema, ou seja, para cargas conectadas no mesmo barramento do gerador.

Nota-se que, tanto na literatura nacional como internacional, pouco se fala a respeito deste assunto. Em parte, isto se dá devido ao paradigma de operação supracitado, onde os geradores devem sair do sistema após detectarem uma perturbação no mesmo. Entretanto, o estudo apresentado neste trabalho visa antever possíveis problemas relacionados à operação destes sistemas e propor eventuais soluções para os mesmos, de forma que a utilização destes não acarrete em uma diminuição da qualidade do fornecimento da energia elétrica e nem represente um empecilho para uma operação segura dos mesmos. Ao mesmo tempo, pouca atenção têm sido dada ao estudo de fenômenos transitórios relacionados à qualidade da energia elétrica, sendo que os principais estudos estão relacionados com fenômenos de regime permanente, como o estudo de harmônicos, por exemplo. Como esta tese tem como foco o estudo de oscilações eletromecânicas, que são invariavelmente problemas transitórios, esta será a classe de fenômenos de qualidade de energia estudados.

Neste capítulo, as oscilações eletromecânicas serão observadas sob a ótica da qualidade de energia elétrica, de forma que possam ser definidos os fenômenos de QEE associados a estas. Cabe ressaltar que, devido à originalidade deste estudo, optou-se por analisar um conjunto restrito de sistemas de distribuição de energia elétrica, que são os SDEE com

---

<sup>36</sup>Considerando que o sistema se mantém estável após uma dada perturbação no mesmo.

<sup>37</sup>Em alguns casos a carga está conectada no mesmo barramento destes, como no caso da cogeração.



carga equilibrada. Entretanto, como será visto ao final desta parte da tese, as conclusões poderão ser estendidas para uma classe mais abrangente de sistemas que inclui os sistemas com desequilíbrio da carga (pelo menos do ponto de vista dinâmico).

## 9.1 Descrição Matemática das Oscilações Eletromecânicas

Nesta seção, uma breve descrição matemática das oscilações eletromecânicas é apresentada tanto para modelos multimáquinas como para modelos contendo somente um gerador<sup>38</sup>.

### 9.1.1 Modelos Multimáquinas

No caso multimáquinas, onde diversos geradores síncronos estão conectados ao SDEE, haverá  $7m$  conjuntos de equações diferenciais (sendo  $m$  o número de geradores), sendo 7 equações para cada gerador  $i$ , quando considerando um modelo de máquina de 4ª ordem, incluindo um AVR simplificado de 1ª ordem e um regulador de velocidade de 2ª ordem. Tais modelos são usuais para a análise de sistemas de cogeração através de turbinas à gás.

No caso de cargas do tipo impedância constante, este modelo pode ser descrito através do seguinte conjunto de equações algébrico-diferenciais (SAUER; PAI, 1998):

$$\dot{\delta}_i = \omega_i - \omega_s \quad (9.1)$$

$$\dot{\omega}_i = \frac{\omega_s}{2H_i} \cdot [T_{m_i} - T_{e_i}] \quad (9.2)$$

$$\dot{E}'_{q_i} = \frac{1}{T'_{do}} \cdot [-E'_{q_i} - (x_{d_i} - x'_{d_i}) I_{d_i} + E_{fd_i}] \quad (9.3)$$

$$\dot{E}'_{d_i} = \frac{1}{T'_{qo_i}} \cdot [-E'_{d_i} + (x_{q_i} - x'_{q_i}) I_{q_i}] \quad (9.4)$$

$$\dot{E}_{fd_i} = \frac{1}{T_{a_i}} \cdot [K_{a_i} (V_{ref_i} - V_{t_i}) - E_{fd_i}] \quad (9.5)$$

$$T_{CH_i} \dot{T}_{m_i} = -T_{m_i} + P_{SV_i} \quad (9.6)$$

$$T_{SV_i} \dot{P}_{SV_i} = -P_{SV_i} + P_{C_i} - \frac{1}{R_{D_i}} \left( \frac{\omega_i}{\omega_s} - 1 \right) \quad (9.7)$$

$$T_{e_i} = E'_{d_i} I_{d_i} + E'_{q_i} I_{q_i} + (x'_{q_i} - x'_{d_i}) I_{d_i} I_{q_i} \quad (9.8)$$

$$I_{d_i} + jI_{q_i} = \sum_{k=1}^m (G'_{ik} + jB'_{ik}) (E'_{d_k} + jE'_{q_k}) e^{j(\delta_k - \delta_i)} \quad (9.9)$$

$$V_{t_i} e^{jj\theta_i} = [E'_{d_i} + (x'_{q_i} - x'_{d_i}) I_{q_i} + jE'_{q_i}] e^{j(\delta_i - \pi/2)} - (r_{s_i} + jx'_{d_i}) (I_{d_i} + jI_{q_i}) e^{j(\delta_i - \pi/2)} \quad (9.10)$$

<sup>38</sup>O modelo multimáquinas, apesar de mais completo, não é usualmente utilizado na prática em diversos países, incluindo o Brasil, onde somente um gerador é autorizado a operar em um dado ramal de distribuição conectado a uma subestação.

onde  $G'_{ik} + jB'_{ik}$  é o elemento  $ik$  (linha  $i$ , coluna  $k$ ) da matriz admitância reduzida aos nós internos dos geradores (SAUER; PAI, 1998). As variáveis restantes das equações foram definidas previamente nos capítulos anteriores deste trabalho e são as mesmas utilizadas em (SAUER; PAI, 1998).

As oscilações eletromecânicas em sistemas elétricos de potência são uma consequência do desequilíbrio entre os torques elétricos e mecânicos em um gerador síncrono quando da presença de distúrbios no sistema, sendo descritas por (9.1) e (9.2), as equações de *swing*. Quando se utiliza um regulador de tensão de atuação rápida e com altos ganhos,  $\omega_i$  e  $\delta_i$  podem apresentar oscilações mal-amortecidas em torno de um dado ponto de equilíbrio, após uma pequena perturbação (KUNDUR, 1994). Como  $\omega_i$  está diretamente relacionado à frequência local do barramento ao qual o gerador está conectado, é esperado que a frequência observada nestas cargas conectadas aos barramentos contendo um GSD também varie em torno do seu ponto de equilíbrio. Esta variação pode ser de tal amplitude que pode caracterizar um fenômeno de qualidade de energia, especialmente se cargas especiais estiverem conectadas a estes barramentos.

Fica evidente que esta variação de frequência se espalha para o restante do sistema. Entretanto, a difusão mensurável desta variação fica restrita a um conjunto pequeno de barras próximas à GD, já que a subestação de distribuição, aqui considerada como um barramento infinito, mantém a frequência na sua barra, sendo que esta constância também é transmitida às barras próximas a este barramento, criando a dinâmica citada. Neste caso, fica claro que as correntes  $I_{d_i}$  e  $I_{q_i}$  em cada gerador  $i$  dependem dos estados dos outros geradores, resultando em oscilações de ângulo e velocidade que também dependem das oscilações de ângulo e velocidade das outras máquinas conectadas ao sistema. Sendo assim, as variações locais de frequência podem depender não somente da frequência de uma dada oscilação, mas sim de diversas oscilações, desde que esta seja grande o suficiente de forma que possa interagir com um conjunto grande de barramentos.

A consequência de uma oscilação da velocidade em (9.1)–(9.10) pode ser analisada através da linearização modelo algébrico-diferencial em torno do seu ponto de equilíbrio. Linearizando este conjunto em torno de um ponto de equilíbrio, é possível obter o comportamento das tensões em cada terminal do GSD, que é da forma:

$$\Delta V_{t_i} = \frac{1}{V_{t_{i_0}}} [\alpha_{1_i} \Delta E'_{d_i} + \alpha_{2_i} \Delta E'_{q_i} + \alpha_{3_i} \Delta \delta_i] + \frac{1}{V_{t_{i_0}}} \sum_{k=1}^m [\alpha_{4_{ik}} \Delta E'_{d_k} + \alpha_{5_{ik}} \Delta E'_{q_k} + \alpha_{6_{ik}} \Delta \delta_k] \quad (9.11)$$

onde as constantes  $\alpha$  são funções das cargas e das linhas do sistema, bem como dos parâmetros dos geradores e do ponto de equilíbrio em torno do qual o sistema foi linearizado,

dadas por

$$\Delta V_{t_i} = \frac{1}{V_{t_{i0}}} (\Delta V_{d_i} + \Delta V_{q_i}) \quad (9.12)$$

$$\Delta V_{d_i} = \Re\{\Delta V_{t_i} e^{j\Delta\theta_i}\} \quad (9.13)$$

$$\Delta V_{q_i} = \Im\{\Delta V_{t_i} e^{j\Delta\theta_i}\} \quad (9.14)$$

onde  $\Re$  e  $\Im$  representam as partes reais e imaginárias de um número complexo, respectivamente, e

$$\begin{aligned} \Delta V_{t_i} e^{j\Delta\theta_i} = & \frac{\partial V_{t_i} e^{j\theta_i}}{\partial E'_{q_i}} \Delta E'_{q_i} + \frac{\partial V_{t_i} e^{j\theta_i}}{\partial E'_{d_i}} \Delta E'_{d_i} + \frac{\partial V_{t_i} e^{j\theta_i}}{\partial \delta_i} \Delta \delta_i \\ & + \frac{\partial V_{t_i} e^{j\theta_i}}{\partial E'_{q_k}} \Delta E'_{q_k} + \frac{\partial V_{t_i} e^{j\theta_i}}{\partial E'_{d_k}} \Delta E'_{d_k} + \frac{\partial V_{t_i} e^{j\theta_i}}{\partial \delta_k} \Delta \delta_k \end{aligned} \quad (9.15)$$

quando substitui-se (9.9) em (9.10).

O modelo algébrico diferencial que representa a dinâmica do sistema é não-linear. Assim, não é possível obter uma solução explícita para a dinâmica das suas variáveis de estado no tempo. Entretanto, os comportamentos de  $\delta$ ,  $E'_q$ , e  $E'_d$  são conhecidos. Todas estas variáveis de estado apresentam oscilações senoidais amortecidas quando geradores síncronos apresentam um baixo torque de amortecimento. Assim, é possível inferir sobre o comportamento das tensões nos terminais dos geradores após uma pequena perturbação (na região onde o modelo linearizado é válido).

De (9.11) é possível inferir que, se  $\delta_i$ ,  $E'_{q_i}$ , e  $E'_{d_i}$  são oscilações senoidais amortecidas, então  $\Delta V_{t_i}$  também deve apresentar características de uma oscilação senoidal amortecida após uma perturbação no sistema. É possível inferir ainda que as oscilações da tensão, que são uma consequência das oscilações eletromecânicas, incluem os efeitos das outras máquinas, e não somente das máquinas conectadas naquele barramento, nas mesmas condições como observado anteriormente para as variações de frequência. Desta forma, é possível que oscilações de tensão em um dado terminal de um gerador  $i$  em um sistema multimáquinas não estejam exatamente em fase com a oscilação do ângulo do gerador  $i$ . Na verdade, estas oscilações podem ser a contribuição de diversas senoides de diferentes frequências, dadas pelas diferentes oscilações eletromecânicas excitadas em um sistema multimáquinas, após uma perturbação no mesmo.

Note que  $\Delta V_{t_i}$  de (9.11) representa a oscilação da tensão nos terminais de um gerador. As outras barras do sistema podem também sofrer uma oscilação influenciada por esta tensão, com características parecidas com as observadas em (9.11), mas ditadas pelas equações algébricas de fluxo de potência (HONG; LEE, 2000). Sendo assim, é possível que uma oscilação de tensão originada em um dado gerador se espalhe para outros barramentos do sistema, podendo assim originar um fenômeno de QEE não somente local do ponto de vista da carga.

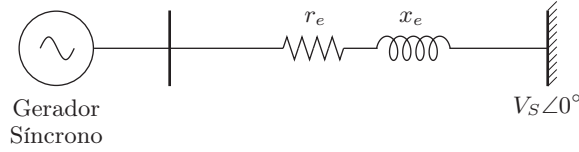


Figura 9.1: Modelo Máquina Barramento Infinito.

### 9.1.2 Modelos contendo somente uma Máquina

Considere agora uma máquina conectada a um barramento infinito através de uma linha de transmissão (MBI), como ilustrado na Figura 9.1. Este modelo é a simplificação de (9.1)–(9.10), e o interesse no seu comportamento é justificado nos casos onde a conexão de somente um GSD é permitida no sistema de distribuição, como mencionado anteriormente. Neste caso, pode-se remover o subscrito  $i$  da notação de (9.1)–(9.8) e (9.9) e (9.10) podem ser substituídos por:

$$0 = (r_s + r_e) I_d - (x'_q + x_{ep}) I_q - E'_d + V_s \text{sen} \delta \quad (9.16)$$

$$0 = (r_s + r_e) I_q - (x'_d + x_{ep}) I_d - E'_q + V_s \text{cos} \delta \quad (9.17)$$

$$V_d = r_e I_d - x_{ep} I_q + V_s \text{sen} \delta \quad (9.18)$$

$$V_q = r_e I_q + x_{ep} I_d + V_s \text{cos} \delta \quad (9.19)$$

$$V_t = \sqrt{V_d^2 + V_q^2} \quad (9.20)$$

Neste modelo, os mesmos comentários relativos às oscilações eletromecânicas podem ser realizados, em relação às equações de *swing*, à exceção das interações entre os geradores, já que neste caso há somente um. Assim, a frequência nos terminais do gerador irá oscilar após uma perturbação, o que resultará em uma oscilação na tensão terminal do gerador. Linearizando a tensão terminal em torno de um ponto de equilíbrio, obtém-se:

$$\Delta V_t = \frac{1}{a V_{t_0}} \cdot [\alpha_7 \Delta E'_d + \alpha_8 \Delta E'_q + \alpha_9 \Delta \delta] \quad (9.21)$$

onde  $V_{t_0}$  é a tensão terminal no equilíbrio, e as constantes  $a$ ,  $\alpha_7$ ,  $\alpha_8$ , e  $\alpha_9$  são normalmente positivas e dadas por:

$$a = (r_s + r_e)^2 + (x'_d + x_{ep})(x'_q + x_{ep}) \quad (9.22)$$

$$\alpha_7 = r_e (r_s + r_e) + x_{ep} (r_s + x_{ep}) + x'_d (x_{ep} - r_e) \quad (9.23)$$

$$\alpha_8 = r_e (r_s + r_e + x'_q) + x_{ep} (x'_q + x_{ep} - r_s) \quad (9.24)$$

$$\alpha_9 = V_s (\beta_1 \text{cos} \delta_0 - \beta_2 \text{sen} \delta_0) \quad (9.25)$$

$$\beta_1 = r_s (r_s + r_e) + r_e x'_d + x_{ep} (x'_d + x'_q - r_s - r_e) + x'_d x'_q \quad (9.26)$$

$$\beta_2 = r_s (r_s + r_e + x_{ep}) + x'_d (x'_q - r_e) + x'_q x_{ep} \quad (9.27)$$

onde  $\delta_0$  é o ângulo de equilíbrio em torno do qual o modelo foi linearizado.

Como esperado, é possível observar que as oscilações da tensão nos terminais da máquina estão relacionadas somente com as oscilações de velocidade do GSD. A equação (9.21) mostra que se  $\Delta\delta$ ,  $\Delta E'_q$ , e  $\Delta E'_d$  estão oscilando em fase, então  $\Delta V_t$  deve atingir a sua máxima amplitude possível. Além disso, se existir uma diferença de fase, então a oscilação de  $\Delta V_t$  deve ser menor em amplitude, em comparação ao primeiro caso, quando tais variáveis atingem seus picos instantâneos simultaneamente.

A análise realizada para o modelo MBI pode ser também estendida para um modelo mais genérico, onde uma máquina está conectada em um sistema de distribuição com laterais e cargas intermediárias. Neste caso, as equações diferenciais seriam mantidas as mesmas, e as restrições algébricas (9.16)–(9.19) seria modificadas para incluir os barramentos adicionados ao modelo. Assim,  $\Delta V_t$  apresentaria a mesma estrutura de (9.21), e as oscilações das tensões nos outros nós do sistema seriam dadas também por equações de fluxo de potência (HONG; LEE, 2000). A oscilação da frequência também estaria presente neste sistema, sendo que a difusão desta para o restante do sistema seria dada através da interação entre a frequência no barramento do gerador, onde há esta oscilação, e a frequência no barramento infinito, onde não há oscilação (frequência fixa).

Assim, do ponto de vista qualitativo, não há necessidade de se considerar o sistema completo em uma análise estendida, a não ser que seja necessário caracterizar as oscilações da tensão em uma barra particular do sistema. Neste caso, a análise mais apropriada é a simulação não-linear, como apresentado na seção subsequente.

## 9.2 Descrição Numérica das Oscilações Eletromecânicas

Para observar o comportamento das tensões e da frequência subsequentes a uma pequena perturbação na prática, simulações não-lineares foram realizadas no ATP. A escolha de tal software foi realizada de forma a representar a resposta completa do sistema, incluindo a dinâmica ocorrendo dentro de um período da frequência fundamental, o que não ocorre nos softwares comerciais para a simulação de transitórios eletromecânicos.

O sistema estudado neste capítulo foi o Sistema A, descrito no Apêndice A, com um GSD conectado à barra 807 do sistema, injetando 1,5 MW no sistema e operando com controle de tensão, sem PSS. Utilizando o software PacDyn (MARTINS et al., 2000), é possível observar a existência de um modo eletromecânico dado por  $\lambda = -0,44 \pm j14,99$ , o que significa que a frequência da oscilação é de aproximadamente  $f \approx 2,4$  Hz e o amortecimento da mesma é de  $\zeta \approx 3,0\%$ . Se este modo eletromecânico fosse comparado com os observados nos sistemas de transmissão, poderia-se dizer que este é um modo mal-amortecido, representando um problema sério de estabilidade.

Neste estudo, diversos casos foram analisados. Entretanto, somente dois casos serão ilustrados neste texto, para melhor observar as oscilações eletromecânicas e os seus efeitos

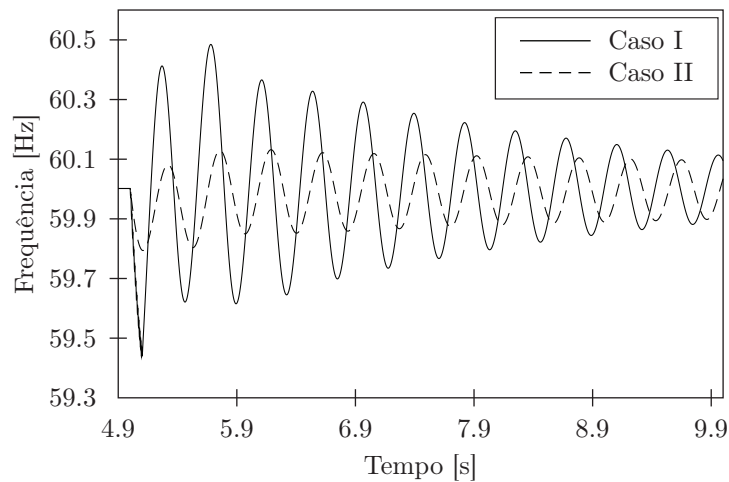


Figura 9.2: Frequência ao longo do tempo após as perturbações estudadas.

sobre a qualidade de energia. O caso I é uma falta fase-terra temporária sem resistência de falta,  $R_F = 0 \Omega$ , na barra 801, com duração de 100 ms, perturbação comum em sistemas de distribuição de energia elétrica. O caso II, por outro lado, é a entrada de uma carga elevada (1 MVA) na barra 807, onde a GD e outras cargas estão conectadas. Na verdade, todos os distúrbios foram analisados antes e após a entrada do gerador distribuído no sistema, de forma a apresentar efetivamente o efeito do GSD na dinâmica do sistema. No caso da entrada da carga, o sistema obviamente modifica o seu desempenho, e a oscilação eletromecânica passa a ser caracterizada por  $\lambda = -0,25 \pm j14,68$ , ou seja,  $f \approx 2,3 \text{ Hz}$  e  $\zeta \approx 1,7\%$ .

Em ambos os casos estudados as tensões trifásicas na barra 807 foram analisadas. Ainda, a frequência na barra do gerador foi indiretamente analisada através da sua velocidade mecânica. A observação de ambas variáveis está apresentada nas próximas subseções.

### 9.2.1 Oscilação da Frequência

A oscilação da frequência em ambos os casos estudados pode ser observada na Figura 9.2. A frequência foi indiretamente medida através da velocidade mecânica do gerador, e, sendo assim, somente os casos com GD foram analisados. Desta Figura, é possível verificar, conforme esperado, as oscilações de baixa frequência características das oscilações eletromecânicas. Além disso, observa-se o baixo amortecimento do sistema quando operando nas condições estudadas, caracterizando um grave problema de estabilidade. Mesmo assim, é observado que a frequência local do sistema oscila após as perturbações, o que poderia caracterizar um problema de qualidade de energia elétrica, como consequência de um problema de estabilidade. A excursão da frequência, entretanto, foi relativamente baixa, especialmente para o caso II.

### 9.2.2 Oscilação da Tensão

As tensões trifásicas ao longo do tempo na barra 807 após a perturbação do caso I podem ser observadas na Figura 9.3, que claramente ilustra as conclusões da descrição matemática das oscilações da tensão. Entretanto, uma melhor observação do efeito do GSD nas tensões após o distúrbio pode ser realizada através das Figuras 9.4 e 9.5, que mostram as tensões em RMS (calculadas para 60 Hz) da barra analisada considerando os casos I e II, antes e após a inclusão do GSD no sistema.

O que ambas as figuras mostram é que a tensão também apresenta oscilações severas como consequência de um problema de estabilidade, mesmo para casos menos severos onde uma carga é conectada ao sistema. A oscilação da tensão, assim como é a da frequência dos casos estudados, é severa devido ao seu baixo amortecimento, já que a excursão da tensão não é elevada. No casos onde o GSD não estava conectado ao sistema, obviamente não há oscilação da tensão, já que não há oscilação eletromecânica. Na verdade, a entrada da carga resultou em um nível de tensão inaceitável em regime permanente no caso sem GD, mas o estudo foi realizado assim mesmo, de forma a possibilitar a observação do efeito do GSD.

## 9.3 Fenômenos de Qualidade de Energia Associados às Oscilações Eletromecânicas

A partir destas simulações, é possível verificar a característica oscilatória de baixa frequência associada ao fenômeno estudado, como já era esperado. Entretanto, uma característica fundamental é que a oscilação transitória que ocorre modula a tensão na frequência fundamental (que também varia durante o período de estudo), e não se soma à ela, como é mais comum no estudo de fenômenos transitórios (DUGAN et al., 2002). No caso da entrada da carga, esta modulação da tensão foi menos pronunciada, mas ainda com certo impacto na tensão do sistema. Outra característica interessante é que a variação da frequência ocorre próxima dos valores nominais. A frequência do sistema, aqui representada pela frequência associada à velocidade do gerador, variou pouco, de forma que somente pequenos desvios puderam ser observados nas simulações. Ainda, a faixa de frequência em que as oscilações eletromecânicas estão inseridas está tipicamente entre 0,3 Hz e 6 Hz (KUNDUR, 1994; EDWARDS et al., 2000). Cabe ressaltar que os casos aqui analisados são somente dois, e que casos ainda mais críticos podem ser obtidos na prática (faltas mais próximas ao gerador), resultando em variações mais críticas das tensões e da frequência, mas com as características mantendo-se as mesmas.

Tomando como base as simulações aqui analisadas e um aprofundamento teórico sobre as oscilações eletromecânicas (KUNDUR, 1994), foram inicialmente descartados diversos problemas de QEE, que não possuem características semelhantes aos fenômenos obser-

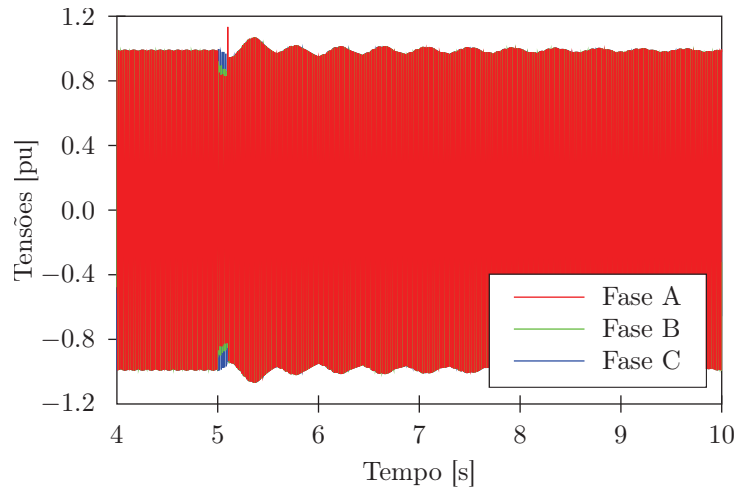


Figura 9.3: Tensões trifásicas ao longo do tempo na barra 807 devido a uma falta fase-terra temporária de 100 ms na barra 801 em  $t = 5$  s.

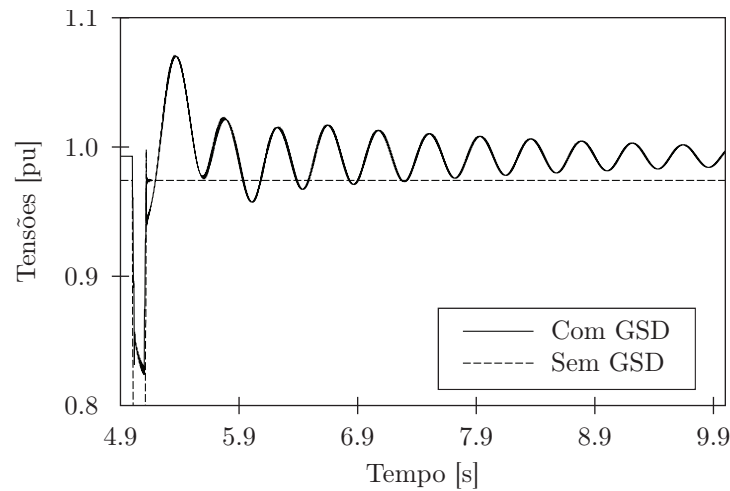


Figura 9.4: Tensões RMS na barra 807 com e sem GSD devido a uma falta fase-terra temporária de 100 ms na barra 801 em  $t = 5$  s.

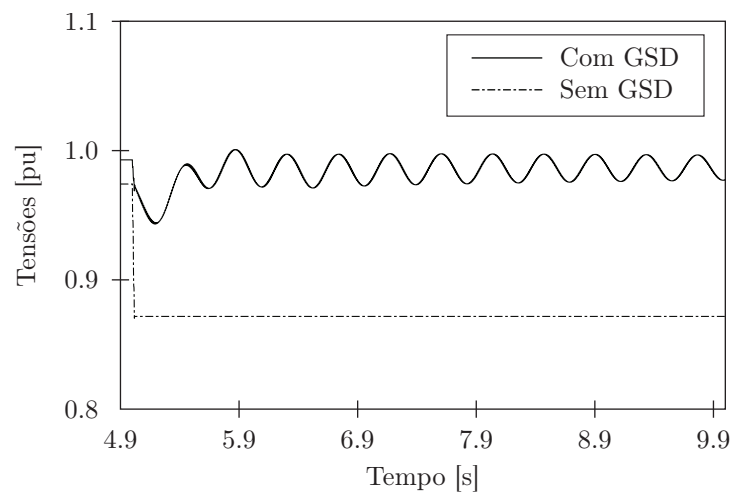


Figura 9.5: Tensões RMS na barra 807 com e sem GSD devido a entrada de uma carga de 1 MVA na barra 807 em  $t = 5$  s.



vados. Inicialmente foram descartados fenômenos característicos de regime permanente ou de longo período<sup>39</sup>, fenômenos de grande variação em relação aos valores nominais do sistema<sup>40</sup>, fenômenos transitórios de natureza impulsiva e oscilatória<sup>41</sup>, e fenômenos com períodos de tempo associados a níveis de tensão incompatíveis com os observados<sup>42</sup>. Sendo assim, restaram apenas quatro fenômenos de QEE com possibilidade de serem associados às oscilações eletromecânicas:

- Variação de frequência;
- Afundamento instantâneo de tensão;
- Elevação instantânea de tensão; e,
- Flutuação de tensão.

Em relação aos problemas de variação de frequência, diversas normas regem os seus limites máximos e mínimos, tanto de amplitude como de tempo (BOLLEN; GU, 2006, p. 406–407). De acordo com as normas brasileiras, condensadas no PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008), por exemplo, a frequência do sistema deve ficar entre 59,9 Hz e 60,1 Hz em regime permanente, e só pode exceder os limites de 59,5 e 60,5 Hz por um período máximo de 30s. Entre 56,5 e 66 Hz o sistema só pode operar em condições extremas<sup>43</sup>, mas nunca pode operar fora destes limites. Já acima de 62 Hz o sistema pode operar por um período máximo de 30s, e acima de 63,5 Hz o sistema pode operar por até 10s. Em relação aos limites inferiores, abaixo de 58,5 Hz o sistema pode operar por até 10s, e abaixo de 57,5 Hz por até 5s. Nota-se que estes limites são bastante elevados, em relação às variações de frequência observadas no fenômeno estudado. Desta forma, desde que o sistema opere de forma estável mesmo após uma perturbação, verifica-se que dificilmente estes limites pré-estabelecidos serão excedidos. Já quando o sistema não opera de forma estável, o principal problema a ser superado não está associado à QEE, mas sim ao retorno do sistema à operação de forma estável. Por conseguinte, neste trabalho a variação de frequência não é considerada um problema de QEE associado às oscilações eletromecânicas. Entretanto, nota-se que para algumas cargas especiais não é desejável que a frequência varie, mesmo nas condições apresentadas pelas oscilações eletromecânicas.

Em relação aos afundamentos e elevações instantâneos, verifica-se que apesar do fenômeno estudado possuir uma característica oscilatória, por diversas vezes durante o período

---

<sup>39</sup>Interrupções sustentadas, sobretensões, subtensões, harmônicos, desequilíbrio de tensão, nível DC, notching e ruído.

<sup>40</sup>Interrupções.

<sup>41</sup>Neste caso o transitório se soma ao sinal de tensão, ao invés de modulá-lo, como no caso estudado.

<sup>42</sup>Afundamentos e elevações momentâneos e temporários.

<sup>43</sup>Condições extremas são as condições onde há necessidade de restabelecer o equilíbrio entre a carga e a geração de energia do SEP.

de ocorrência do evento os limites de afundamento (0,9 pu) e elevação (1,1 pu) podem ser excedidos, dentro da faixa temporal denominada instantânea<sup>44</sup>. Deve-se notar, entretanto, que os afundamentos e elevações são definidos para a frequência fundamental do sistema, e, conforme observado anteriormente, esta varia durante a perturbação. Sendo assim, os fenômenos observados não podem ser caracterizados de tal forma.

Por outro lado, as respostas observadas são a consequência de uma modulação da tensão em baixa frequência, exatamente como observado para as flutuações de tensão (BOLLEN; GU, 2006): modulação da tensão em baixa frequência, baixa duração (normalmente menos de 1 minuto), e proximidade aos níveis normais de operação. Assim, através desta análise pode-se concluir que as flutuações de tensão são os fenômenos de qualidade de energia potencialmente passíveis de serem gerados a partir de oscilações eletromecânicas em sistemas de distribuição com a presença de geração síncrona distribuída. Isto não exclui a possibilidade de existência de problemas de qualidade de energia associados aos fenômenos de variação de frequência e afundamentos e elevações instantâneos de tensão. Entretanto, como se observa nos casos estudados que o principal fenômeno originado a partidas OEMs é a flutuação de tensão, este é o fenômeno que será estudado no âmbito desta tese.

Tendo definido os fenômenos de qualidade de energia mais fortemente associados às oscilações eletromecânicas, a saber, as flutuações de tensão, o próximo passo é a verificação da real influência de uma oscilação eletromecânica típica na qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores de um sistema de distribuição de energia elétrica. Tal análise está apresentada no capítulo seguinte.

---

<sup>44</sup>Tal fato não ocorreu nos casos analisados, mas poderiam ser facilmente induzidos por outras perturbações mais severas no sistema.

## Capítulo 10

---

# Avaliação de Flutuações de Tensão Induzidas por Oscilações Eletromecânicas

---

Conforme discutido no capítulo anterior, o principal fenômeno de QEE que pode ser associado às oscilações eletromecânicas em SDEE é a flutuação de tensão. Tendo definido um conjunto de fenômenos observáveis, o próximo passo para o desenvolvimento de um procedimento de projeto de controladores de amortecimento que contemple tais fenômenos é a definição de uma estrutura capaz de analisar estes fenômenos do ponto de vista de sistemas de controle, em uma tentativa de obter subsídios suficientes para o projeto de controladores de amortecimento. Sendo assim, neste capítulo é apresentada uma estrutura para avaliação quantitativa dos impactos das oscilações eletromecânicas refletidas sobre o sistema como flutuações de tensão. Ainda, é apresentada a análise de um SDEE típico realizada com tal estrutura, utilizando simulações eletromagnéticas/eletromecânicas para tanto.

### 10.1 Critérios Adotados

Os critérios adotados neste trabalho para os limites de flutuação de tensão são os definidos através das normas Europeias e Norte-Americanas, apresentados em (CONRAD; BURCH, 2005). Nestas normas, que também incorporam o padrão IEC 61000-4-15, é definido o chamado *flickermeter*, aqui denominado medidor de flicker. Este medidor é baseado no cálculo nos índices de percepção de flicker de curto e longo prazo, respectivamente  $P_{st}$  e  $P_{lt}$ . Nestas normas, tal medidor é considerado mais adequado para o estudo de fenômenos que ocorrem uma vez por hora ou mais frequentemente. Entretanto, nestas mesmas normas é sugerido que eventos não-frequentes (esporádicos) sejam analisados através dos limites mínimos observados nas curvas de tolerância a flicker, também conhecidas como curvas

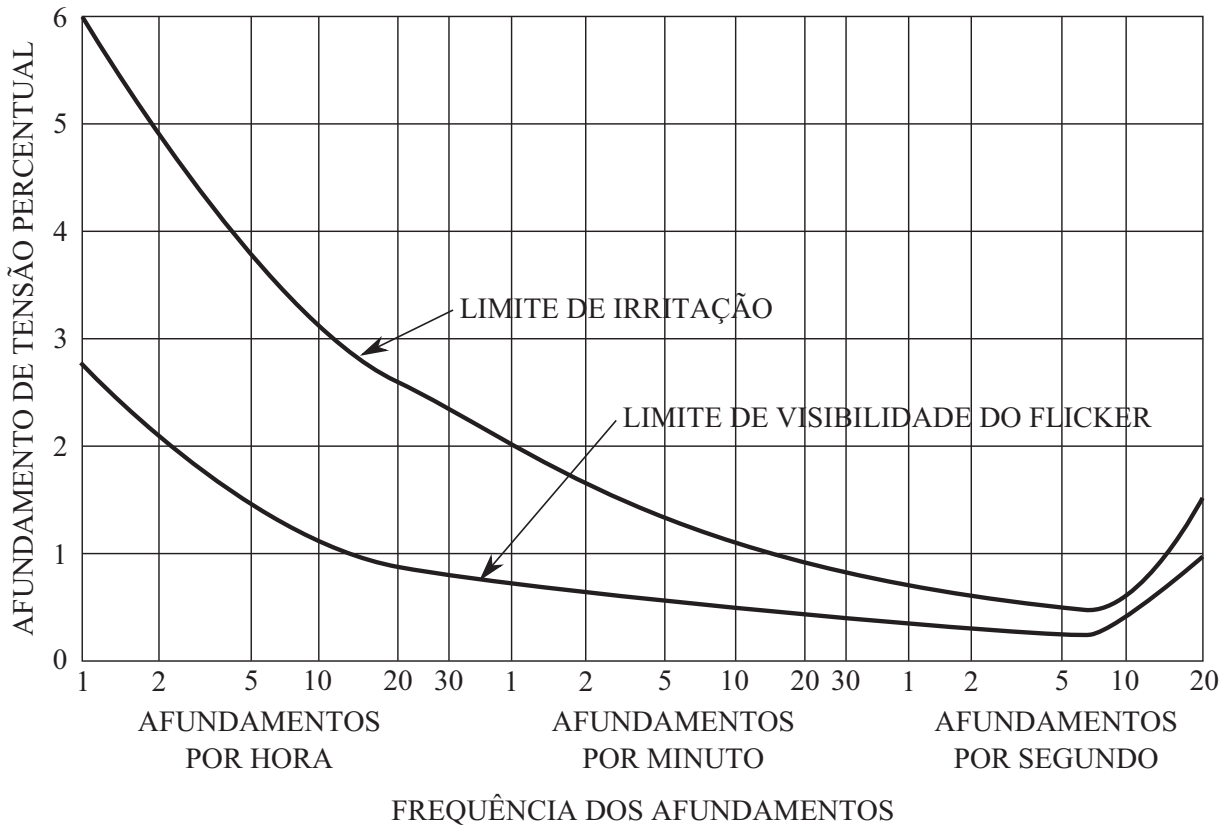


Figura 10.1: Curvas de tolerância a flicker (CONRAD; BURCH, 2005).

GE (CONRAD; BURCH, 2005, p. 4–5), ilustradas na Figura 10.1.

A curva GE relaciona a frequência da flutuação de tensão (chamada originalmente de frequência dos afundamentos) com a amplitude pico-a-pico percentual<sup>45</sup> das flutuações (originalmente chamada de afundamento de tensão<sup>46</sup> percentual). Esta curva apresenta originalmente a frequência da flutuação de tensão em três faixas/escalas: afundamentos por hora, por minuto, e por segundo. Assim, na faixa de afundamentos por segundo, a frequência da flutuação é dada diretamente em Hertz, ao passo que nas faixas de afundamentos por hora e por minuto, deve-se dividir o valor apresentado por 3600 e por 60, respectivamente, para se obter a frequência da flutuação em Hertz<sup>47</sup>. Através desta relação, a curva GE apresenta dois limites de amplitude percentual das flutuações, o limite de irritação e o de visibilidade, que, se excedidos para uma flutuação de uma dada frequência, causam leve irritação aos consumidores ou possibilitam a direta visualização das flutuações, caracterizando um flicker.

As oscilações eletromecânicas são efetivamente eventos esporádicos e sem frequência

<sup>45</sup>Este valor percentual refere-se ao valor eficaz da tensão em regime permanente, anteriormente ao aparecimento das flutuações de tensão.

<sup>46</sup>Note que a utilização do termo afundamentos de tensão neste caso não considera os limites mínimos que definem um afundamento, e tal nomenclatura é utilizada somente porque é a mesma originalmente utilizada pelas curvas GE.

<sup>47</sup>Por exemplo, 30 afundamentos por minuto correspondem a uma flutuação com frequência de 0,5 Hz, e 30 afundamentos por hora correspondem a uma flutuação com frequência de aproximadamente 0,00833 Hz.

definida, já que são a resposta do sistema a perturbações quando da presença de um gerador síncrono, resultando em flutuações de tensão com frequência de 0,1–10 Hz (KUNDUR, 1994; EDWARDS et al., 2000). Assim, como estas flutuações de tensão compreendem eventos esporádicos, devem ser analisadas através da curva supracitada. Entretanto, deve-se observar que a curva GE apresenta limites para que a flutuação de tensão seja considerada um *flicker*, que é um dos problemas relacionados a flutuações de tensão. Assim, o critério adotado neste trabalho foi o de analisar as flutuações de tensão (após um distúrbio no sistema causando uma oscilação eletromecânica) pelo tempo total em que estas efetivamente geram um *flicker*. Esta curva foi obtida através de testes em lâmpadas incandescentes, de acordo com (CONRAD; BURCH, 2005). Na verdade, uma atualização destes testes foi realizada, e dados similares aos observados nestas curvas podem ser retirados diretamente do medidor de flicker anteriormente mencionado, resultando em um conjunto de tabelas para flutuações moduladas por senoides e para ondas quadradas (CONRAD; BURCH, 2005).

A curva apresentada na Figura 10.1 (ou as tabelas obtidas através dos medidores de flicker) apresenta as amplitudes mínimas para os afundamentos de tensão ocorrendo a uma dada frequência que caracteriza um *flicker* através de uma flutuação de tensão. Comparando diretamente com as oscilações eletromecânicas, a frequência de ocorrência dos afundamentos é diretamente a frequência de oscilação do modo eletromecânico, já que um modo eletromecânico dá origem a afundamentos de tensão sucessivos como consequência do baixo amortecimento. Por conseguinte, o afundamento de tensão na curva GE pode ser considerado diretamente como a variação pico-a-pico de tensão em cada instante da oscilação, quando a componente de 60 Hz é retirada do sinal, ou seja, somente a envoltória da tensão é utilizada para caracterizar o fenômeno de qualidade de energia.

Desta forma, a ideia neste trabalho é avaliar a duração de uma flutuação de tensão induzida por uma oscilação eletromecânica, já que este fenômeno recebe diferentes pesos no cálculo dos índices  $P_{st}$  e  $P_{lt}$  de acordo com a sua duração. Isto significa que os eventos de maior duração possuem um impacto maior nestes índices de QEE relacionados às flutuações de tensão. Com esta estratégia em mente, uma das maneiras utilizadas para avaliar o impacto de uma oscilação eletromecânica nos índices de QEE foi a determinação do tempo total em que a flutuação de tensão é considerada um *flicker*, resultando então em um problema de QEE. A metodologia descrita nas seções subsequentes reflete esta estratégia.

## 10.2 Estrutura Definida para o Estudo Isolado de Perturbações

Para avaliar os impactos das oscilações eletromecânicas nos níveis de flutuação de tensão, uma metodologia foi definida, composta de diversos métodos disponíveis na literatura. A

metodologia definida é, na verdade, uma análise do sinal de tensão no domínio do tempo após uma perturbação no sistema, que, neste trabalho, foi obtido através de simulações não-lineares. A metodologia foi definida com o objetivo de obter os parâmetros que caracterizam os fenômenos de flutuação de tensão, que são: a amplitude da flutuação em função do tempo; a frequência da flutuação, e; a taxa de amortecimento da flutuação. Com este objetivo, os sinais de tensão obtidos foram processados através dos seguintes passos:

- 1) Obtenção da Envoltória da Tensão;
- 2) Processamento da Envoltória da Tensão;
- 3) Cálculo dos Parâmetros da Envoltória da Tensão;
- 4) Determinação dos Parâmetros da Flutuação de Tensão; e
- 5) Avaliação do Impacto da Flutuação de Tensão.

Cada um destes passos está detalhado nas seções subsequentes.

### 10.2.1 Obtenção da Envoltória da Tensão

Neste passo, o principal objetivo é extrair do sinal de tensão somente a informação relativa à flutuação de tensão resultante de uma OEM. Normalmente, as envoltórias da tensão são utilizadas para a análise de flutuações de tensão (BOLLEN; STYVAKTAKIS; GU, 2005), assim como neste trabalho, onde a metodologia utilizada para tanto foi um filtro de Kalman, como descrito em (GIRGIS; STEPHENS; MAKRAM, 1995). Neste filtro, as equações de transição de estados e de medição são dadas respectivamente por:

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}_{k+1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}_k \quad (10.1)$$

$$z_k = \begin{bmatrix} \cos(\omega_0 k \Delta t) & -\sin(\omega_0 k \Delta t) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} \quad (10.2)$$

onde  $z_k$  representa a medida no instante  $k$  (tensão medida/simulada) e  $\omega_0 = 2\pi \cdot 60$  rad/s é a frequência angular do sistema.

A formulação deste filtro de Kalman é baseada no fato de que a entrada para o filtro é uma onda senoidal com frequência fixa (50 Hz ou 60 Hz) mas com amplitude variável a cada instante  $k$ . A amplitude desta senoide é dada pelo fasor  $x_1 + jx_2$ , que varia ao longo do tempo, tanto em módulo como em frequência, ou seja,  $x_1 + jx_2$  representa um fasor distinto para cada  $k$  (sua frequência e amplitude pode inclusive variar), e, basicamente, simplesmente representa um sinal modulante genérico para a tensão na frequência fundamental. Assim, a medida  $z_k$  é dada por uma senoide na frequência fundamental modulada

por um sinal dado pelo fasor  $x_1 + jx_2$  no instante  $k$ . Como  $x_1$  e  $x_2$  representam respectivamente as partes reais e imaginárias de um fasor modulante na frequência fundamental, isto significa que cada passo  $k$  terá um fasor associado. Como consequência, a envoltória da tensão ao longo do tempo é dada por  $v_{\text{env}_k} = \sqrt{x_{1k}^2 + x_{2k}^2}$  para cada  $k$  analisado. Após calcular a envoltória da tensão, o seu valor médio,  $v_{\text{env}_{\text{avg}}}$ , é calculado, e então removido através do cálculo, para cada  $k$ , de  $\bar{v}_{\text{env}_k} = v_{\text{env}_k} - v_{\text{env}_{\text{avg}}}$ .

De forma geral, a componente de frequência fundamental é retirada do sinal de tensão, retornando somente o sinal de flutuação desejado, que modula o sinal de tensão à frequência fundamental. Deve-se notar que, como a frequência do sistema varia durante os transitórios, o próprio fasor não possui uma perfeita definição em 60 Hz (ou 50 Hz). Entretanto, como esta variação é normalmente pequena, é possível aproximar o comportamento do fasor com uma precisão elevada ao manter-se a frequência do fasor constante em (10.1) e (10.2).

A escolha por um filtro de Kalman neste trabalho foi realizada considerando que os sinais de tensão a serem analisados resultam de simulações no domínio do tempo, o que poderia ser realizado com um passo de integração bastante baixo, resultando em um conjunto de dados excessivo a ser analisado. Como o filtro de Kalman possui uma convergência bastante robusta e um algoritmo eficiente para a sua solução (KAILATH; SAYED; HASSIBI, 2000), este foi o escolhido para a definição da estrutura de análise.

### 10.2.2 Processamento da Envoltória da Tensão

Os dados obtidos a partir de simulações ou medições diretas no sistema podem possuir um número excessivo de informações, já que a flutuação de tensão possui uma frequência muito menor (até 10 vezes) do que a fundamental. Assim, antes de extrair os parâmetros de tal flutuação, o sinal referente à envoltória da tensão passa por um processo de subamostragem, reduzindo o seu número de amostras para um valor entendido como adequado do ponto de vista numérico e computacional, buscando o menor número possível de amostras que representam corretamente a flutuação analisada. Antes da subamostragem, é realizada uma filtragem para evitar o efeito de *aliasing*, garantindo que o critério de Nyquist seja satisfeito. Neste trabalho, um filtro de Butterworth de 2ª ordem foi utilizado para tanto, com uma frequência de corte em 70 Hz. Já a subamostragem foi realizada para garantir um sinal com aproximadamente 1.000 amostras em um intervalo de 10 s de dados.

### 10.2.3 Obtenção dos Parâmetros da Envoltória da Tensão

A envoltória da tensão estudada compreende uma soma de senoides amortecidas com diferentes frequências e amplitudes. Para avaliar o impacto das OEMs nas flutuações de tensão, os parâmetros destas senoides devem ser determinados, juntamente com a senoide

que representa a OEM. Assim, a determinação dos parâmetros da flutuação de tensão consiste efetivamente em determinar os valores associados a um sinal descrito por:

$$\tilde{v}(t_k) = \sum_{i=1}^p A_i e^{-\alpha_i t_k} \cos(2\pi f_i t_k + \phi_i) + e(t_k) \quad (10.3)$$

onde  $i$  refere-se à senoide  $i$ , e  $p$  é o número total de senoides. Ainda,  $A_i$  é a amplitude inicial,  $\alpha_i$  é um fator de amortecimento,  $t_k$  é o tempo associado ao passo  $k$ ,  $f_i$  é a frequência da senoide,  $\phi_i$  é a defasagem angular, e  $e(t_k)$  é um possível erro de medida.

Neste trabalho, a obtenção de tais parâmetros foi realizada através do método ESPRIT (BOLLEN; STYVAKTAKIS; GU, 2005). O método ESPRIT para estimação dos parâmetros de um modelo, aqui representado pelo sinal transitório de tensão, pode ser implementado como previamente descrito na Seção 4.1. Deve-se notar que este método requer o cálculo dos autovetores e autovalores de uma matriz de ordem proporcional ao tamanho do sinal analisado. Assim, a subamostragem realizada anteriormente justifica-se, já que um sinal muito grande poderia introduzir erros numéricos significativos no cálculo dos parâmetros, bem como demandar um esforço computacional extremamente elevado.

#### 10.2.4 Determinação dos Parâmetros da Flutuação de Tensão

No passo anterior foram calculados os parâmetros de  $p$  senoides, incluindo senoides com frequências e/ou amortecimentos extremamente baixos ou altos, que podem não caracterizar a flutuação de tensão decorrente da OEM. O presente passo consiste na determinação de qual das senoides é a que corresponde à induzida pela OEM. A determinação de tal senoide não é claramente definida ou totalmente automática. Entretanto, algumas considerações podem auxiliar na determinação de qual senoide é a correta, juntamente com o sinal completo da tensão no domínio do tempo. Tais regras incluem:

- Limitação da frequência das senoides para valores típicos de OEMs (0,1–10 Hz), e;
- Exclusão de senoides com tempo de decaimento muito rápido (amplitude inicial baixa e taxa de decaimento alta).

#### 10.2.5 Avaliação do Impacto da Flutuação de Tensão

Após determinar quais são os parâmetros da flutuação de tensão induzida pela OEM, a estratégia adotada é a de analisar o sinal de tensão diretamente através da exponencial decrescente da senoide amortecida, calculada através do Método ESPRIT. Esta exponencial decrescente é utilizada para calcular o período em que os limites definidos em (CONRAD; BURCH, 2005) são violados. Assim, o tempo que é calculado neste trabalho corresponde ao período em que a flutuação de tensão caracteriza um *flicker*, através da violação dos limites previstos. Entretanto, deve-se notar que os sinais analisados são senoides amortecidas com média zero, como descrito em (10.3), e assim, a exponencial calculada representa



somente o pico positivo da flutuação de tensão. Desta forma, os valores calculados de  $A_i$  devem ser multiplicados por dois, de forma a contemplar a oscilação pico-a-pico da tensão, já que esta é a forma apresentada em (CONRAD; BURCH, 2005).

## 10.3 Resultados de Estudos Isolados de Perturbações

A metodologia apresentada na seção anterior foi utilizada para analisar diversas perturbações no Sistema A, descrito no Apêndice A, com um GSD conectado à barra 807 do sistema, injetando 1,0 MW no sistema. As perturbações analisadas foram simuladas via o software ATP e correspondem a faltas transitórias (ou seja, que se extinguem naturalmente, sem a necessidade da operação do sistema de proteção) com as seguintes características:

- Ganho do PSS,  $K_{PSS}$ : 0,  $\frac{1}{4}$ ,  $\frac{1}{2}$ , 1, 2, 3, e 5;
- Resistência do defeito,  $R_F$ : 0, 5, 10, 20, 30, e 40  $\Omega$ ;
- Barras com defeito,  $B_F$ : 801 a 806, e 808 a 812;
- Duração do defeito,  $t_F$ : 10, 30, 50, 70, 90, e 100 ms; e
- Tipo do defeito: fase-terra (Ag), dupla fase-terra (ABg), fase-fase (AB), e trifásica-terra (ABCg).

Todas as tensões analisadas são relativas à fase A da barra 807, que é uma barra de carga onde a GD foi conectada. É interessante notar que a frequência das OEMs observadas nas simulações via o software ATP foram aproximadamente iguais a 2,5 Hz. Para este valor de frequência, o limite de flutuação permitida que não causa um *flicker* é tal que  $\Delta V_{pp}/V = 0,6\%$ . Os efeitos dos diferentes defeitos e parâmetros do sistema nas flutuações de tensão são discutidos nas seções subsequentes, considerando defeitos do tipo ABCg. A análise de defeitos de outros tipos é apresentada em uma subseção específica.

### 10.3.1 Influência da Duração do Defeito

A duração de defeitos transitórios é uma das características que está diretamente relacionada com a estabilidade de sistemas elétricos de potência. Defeitos com grande duração, se não eliminados através da proteção do sistema, podem resultar na perda da estabilidade do sistema. Assim, esta é a primeira característica analisada neste trabalho, considerando defeitos transitórios de curta duração.

A Figura 10.2 mostra o decaimento da amplitude da flutuação em função do tempo, após a ocorrência de um defeito na barra 801, para 6 diferentes  $t_F$ , com  $R_F = 0$  e  $K_{PSS} = 0$ . Nesta Figura também é mostrado o limite de *flicker* (0,6%), que é violado

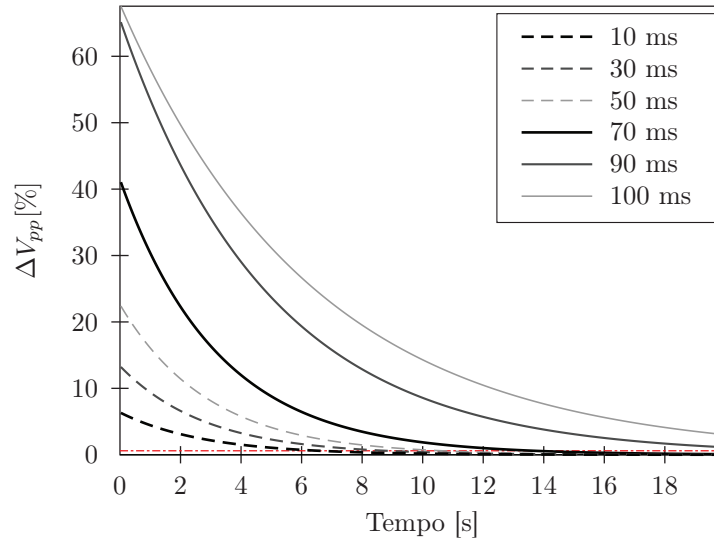


Figura 10.2: Amplitude da flutuação de tensão em função do tempo para defeitos com diferentes durações ( $B_F = 801$ ,  $K_{PSS} = 0$ ,  $R_F = 0$ ).

Tabela 10.1: Duração do *flicker* em função de  $t_F$  para  $B_F = 801$ ,  $K_{PSS} = 0$ , e  $R_F = 0$ .

$t_F$ [ms]	$A_{flicker}$ [%]	$t_{flicker}$ [s]
10	6,35	6,58
30	13,31	8,81
50	22,53	10,65
70	41,27	13,67
90	65,29	23,08
100	67,60	30,37

toda a vez que a amplitude da flutuação está acima do mesmo. Nesta Figura é possível observar a característica amortecida das OEM. O amortecimento observado nas simulações realizadas foi de aproximadamente 0,3%, exceto para defeitos com duração de 90 e 100 ms, onde o amortecimento calculado foi diferente devido à proximidade do sistema da instabilidade (defeitos com  $t_F = 110$  ms levaram o sistema à instabilidade).

A Tabela 10.1 apresenta o tempo total em que as flutuações de tensão ficaram acima do limite especificado em (CONRAD; BURCH, 2005), ou seja, o tempo em que as flutuações foram caracterizadas como *flicker*,  $t_{flicker}$ . Nesta Tabela,  $A_{flicker}$  representa a amplitude inicial da flutuação de tensão observada. Pode-se observar que quanto maior é a duração do defeito, maior é a duração do *flicker*. Este comportamento já era esperado, já que o amortecimento do sistema é o mesmo para valores iguais de  $K_{PSS}$ , antes e depois do defeito, ao passo que quanto maior a duração do defeito, mais severa é a perturbação, no sentido de que o torque de aceleração do gerador,  $(T_m - T_e)$ , irá atuar com a mesma intensidade por um maior período de tempo, resultando em um valor maior de  $A_{flicker}$ . Do ponto de vista sistêmico, um defeito com maior duração normalmente leva o sistema para um ponto de operação mais longínquo ao seu equilíbrio, e assim, quando a perturbação cessa, os estados estão normalmente mais distantes do seu equilíbrio, quando comparados

Tabela 10.2: Duração do *flicker* em função de  $R_F$  para  $B_F = 801$ ,  $t_F = 50ms$ , e  $K_{PSS} = 0$ ).

$R_F$ [ $\Omega$ ]	$A_{flicker}$ [%]	$t_{flicker}$ [s]
0	22,53	10,65
5	9,44	8,34
10	4,81	6,18
20	2,48	4,07
30	1,72	2,89
40	1,34	2,11

ao de um defeito mais rápido. Assim, a dinâmica de retorno do sistema ao seu ponto de equilíbrio é mais demorada, devido ao estado dinamicamente mais longe em que o sistema é levado a operar.

### 10.3.2 Influência da Resistência do Defeito

A resistência do defeito é outra característica que afeta diretamente a estabilidade do sistema em relação a perturbações. A Tabela 10.2 apresenta os resultados obtidos para defeitos na barra 801 com  $t_F = 50$  ms, sem PSS. Através desta Tabela fica claro que defeitos com resistência mais elevada resultam em flutuações com menor duração. Esta característica também era esperada, já que o amortecimento do sistema é o mesmo antes e depois do defeito, e quanto maiores são os valores de  $R_F$  durante o defeito, menor é o torque de aceleração sofrido pela máquina durante o defeito, levando o sistema para um estado mais próximo ao seu ponto de equilíbrio, em relação aos defeitos com  $R_F$  menores.

### 10.3.3 Influência do Local do Defeito

O local do defeito é uma característica que apresenta um comportamento peculiar. Os resultados para defeitos em diferentes locais com  $t_F = 50$  ms,  $K_{PSS} = 0$ , e  $R_F = 0$  estão apresentados na Tabela 10.3. Nesta Tabela foram separados dois tipos de casos: os que resultam no isolamento do GSD em relação à subestação durante o defeito, e os que não resultam neste isolamento. Esta Tabela mostra também a distância do defeito ao GSD,  $d_F$ . Ainda,  $\Delta P$  é a diferença entre a potência ativa injetada pelo gerador logo antes do defeito e a potência ativa da carga que permanece eletricamente conectada à GD durante o defeito.

Analisando esta Tabela é possível observar que para defeitos onde não ocorre o isolamento, a distância destes à GD é a característica dominante na dinâmica do sistema (ou seja, quanto mais próxima da GD, maior é a duração do *flicker* observado). Deve-se notar que o amortecimento do sistema após o defeito é o mesmo em todos os casos. Assim, quanto maior é o torque de aceleração no GSD durante o defeito, mais severa é a perturbação, resultando em um  $A_{flicker}$  maior. Em relação aos casos onde há o isolamento

Tabela 10.3: Duração do *flicker* em função do local do defeito para  $t_F = 50$  ms,  $K_{PSS} = 0$ , e  $R_F = 0$ .

Barra	$A_{\text{flicker}}$ [%]	$t_{\text{flicker}}$ [s]	$d_F$ [km]	$\Delta P$ [MW]
<b>Sem isolamento</b>				
804	17,26	9,75	11,13	0,56
808	15,46	9,44	15,08	5,82
809	14,78	9,32	15,33	5,88
810	11,57	8,54	16,88	5,99
812	4,86	5,91	17,88	6,09
<b>Com isolamento</b>				
801	22,53	10,65	12,78	5,82
802	28,02	11,59	10,78	5,81
803	31,25	12,22	8,48	0,96
805	43,91	14,46	5,28	0,96
806	52,85	16,53	3,55	1,00

da GD durante o defeito, apesar da distância deste ser ainda a característica dominante,  $\Delta P$  passa também a influenciar na dinâmica do sistema.

Este comportamento pode ser observado através da comparação entre os pares de defeitos nas barras 802/803, e 801/802. Quando um defeito ocorre na barra 801 ou 802, a distância do defeito é 2 km maior para 801, e  $\Delta P$  é praticamente o mesmo em ambos os casos. A duração do *flicker* é quase 1 segundo maior para o defeito em 802. Quando comparados os defeitos nas barras 802 e 803, a diferença na distância do defeito é ainda menor para a barra 803 (2,3 km), e mesmo assim a duração do *flicker* é mais próxima nos dois casos, já que  $\Delta P$  é muito maior para defeitos na barra 802. Além disso, os casos que apresentam isolamento da GD durante o defeito são os mais severos, fato que pode ser observado através da comparação dos defeitos nas barras 804 e 801, onde a situação de defeito na barra mais longínqua (801) apresenta também um  $t_{\text{flicker}}$  maior. A Figura 10.3 apresenta a amplitude da flutuação de tensão em função do tempo para alguns dos casos apresentados na Tabela 10.3.

### 10.3.4 Influência do Tipo do Defeito

O efeito do tipo do defeito nas flutuações de tensão pode ser observado através da Figura 10.4, que mostra a amplitude das flutuações de tensão em função do tempo após a ocorrência de defeitos de diferentes tipos na barra 801, com duração de 50 ms, com  $R_F = 0$  e  $K_{PSS} = 0$ . Esta Figura mostra que apesar de o amortecimento ser o mesmo para diferentes tipos, o defeito mais severo é o trifásico, já que apresenta maior corrente associada. Todos os outros tipos de defeitos foram menos severos, especialmente os envolvendo somente uma fase com o terra.

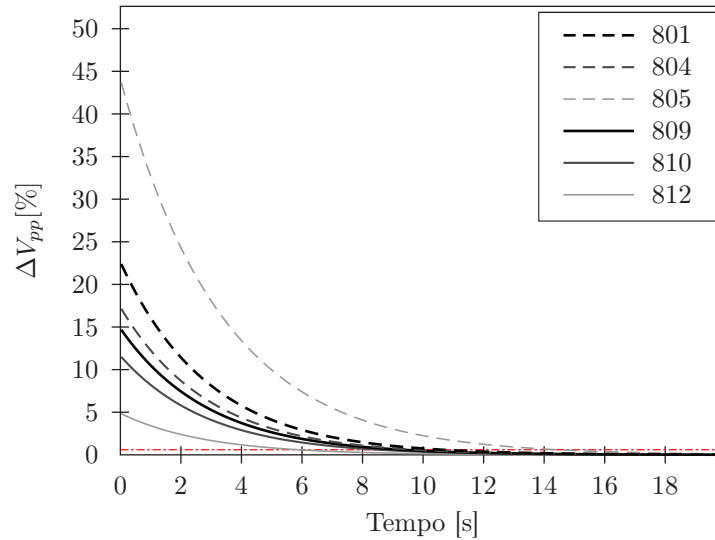


Figura 10.3: Amplitude da flutuação de tensão em função do tempo para defeitos em diferentes locais para  $t_F = 50$  ms,  $K_{PSS} = 0$ , e  $R_F = 0$ .

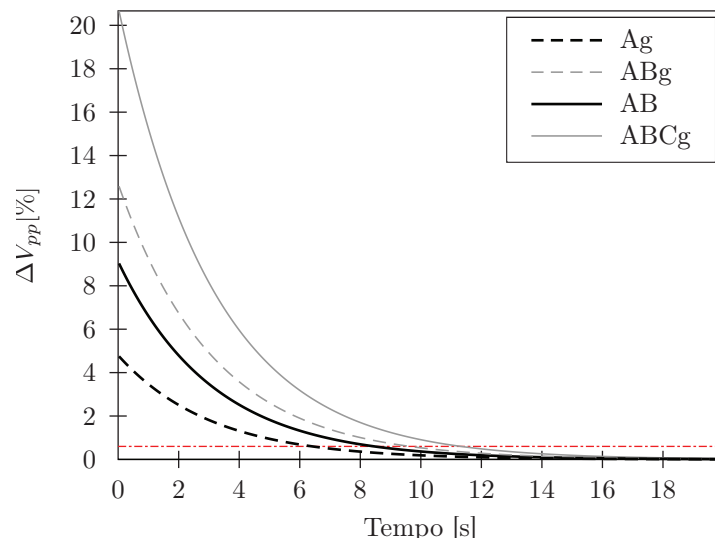


Figura 10.4: Amplitude da flutuação de tensão em função do tempo para diferentes tipos de defeitos para  $B_F = 801$ ,  $t_F = 50$  ms, e  $R_F = 0$ .

### 10.3.5 Influência do PSS

A última variação paramétrica restando a ser avaliada, dentre os casos estudados, é a modificação do ganho do PSS projetado. Adicionando um PSS no sistema estudado aumenta-se o amortecimento da OEM, o que significa que para perturbações de igual intensidade, a duração do *flicker* será menor quando um PSS estiver presente. Este comportamento pode ser claramente observado na Figura 10.5 e na Tabela 10.4. Como o amortecimento do sistema é maior com maiores valores de  $K_{PSS}$ , a duração do *flicker* diminui significativamente (de 11,1 s para 1,2 s, respectivamente com  $K_{PSS} = 0$  e 5).

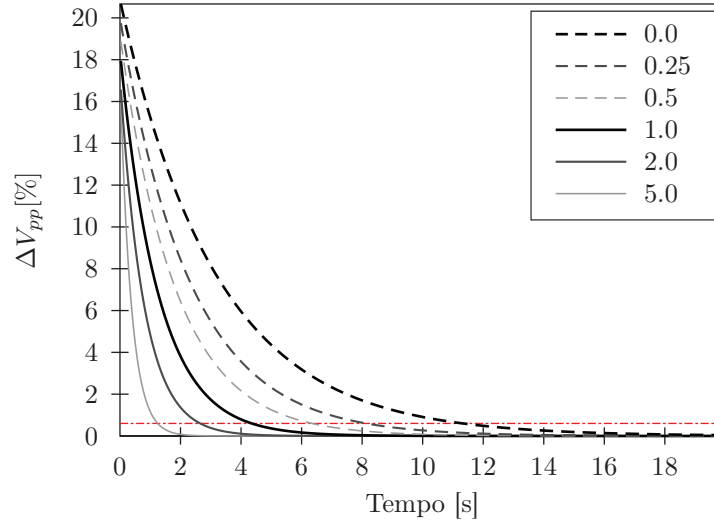


Figura 10.5: Duração do *flicker* em função do tempo para diferentes valores de  $K_{PSS}$ , com  $t_f = 50$  ms,  $R_F = 0$ , e  $B_F = 801$ .

Tabela 10.4: Duração do *flicker* em função do tempo para diferentes valores de  $K_{PSS}$ , com  $t_f = 50$  ms,  $R_F = 0$ , e  $B_F = 801$ .

Ganho PSS	$A_{\text{flicker}}$ [%]	$t_{\text{flicker}}$ [s]	Amortecimento [%]
0,0	20,78	11,13	2,1
0,25	19,92	8,14	2,9
0,5	19,11	6,34	3,7
1,0	18,29	4,34	5,4
2,0	17,13	2,66	8,8
3,0	16,80	1,91	12,4
5,0	17,18	1,24	19,5

## 10.4 Estrutura Definida para o Estudo Estatístico de Perturbações

A estrutura apresentada na Seção 10.2 é adequada para o estudo de perturbações de forma isolada, o que é interessante para a análise de um caso bastante específico de perturbação, possivelmente conhecido previamente por ser recorrente em um dado SDEE. Se a perturbação analisada não for previamente conhecida, uma estrutura mais completa deve ser utilizada, de forma que todo o conjunto de possíveis perturbações seja contemplado na análise. Neste sentido, é apresentada também nesta tese uma estrutura que pode ser utilizada para este fim, utilizando concomitantemente a estrutura definida na Seção 10.2 e simulações de Monte-Carlo (SMC).

Simulações de Monte-Carlo (ou métodos de Monte-Carlo) são uma classe de algoritmos que utilizam a estatística e a amostragem aleatória recorrente para fornecer uma solução para um dado problema. Devido à necessidade repetida do cálculo soluções intermediárias, estes métodos são normalmente utilizados com o auxílio de um computador, quando não é

possível calcular diretamente um resultado exato através de um algoritmo determinístico (RUBINSTEIN; KROESE, 2008). Tais algoritmos já foram utilizados anteriormente para a análise da dinâmica (do ponto de vista da estabilidade transitória) de SEP, conforme apresentado no trabalho de HISKENS; ALSEDDIQUI (2006) e nas referências deste.

No âmbito desta tese, assim como nos estudos de dinâmica de SEP através de métodos de Monte-Carlo, SMC são utilizadas no estágio de escolha das perturbações a serem analisadas pela estrutura definida na Seção 10.2. A sequência dos passos a seguir ilustra a utilização das SMC em conjunto com a estrutura previamente definida:

- 1) Escolhe-se o tipo das perturbações a serem analisadas, como por exemplo, cargas entrando/saindo do sistema ou faltas transitórias;
- 2) Identificam-se os parâmetros das perturbações que podem sofrer alterações, como a potência da carga que está entrando/saindo ou a duração de uma falta transitória, por exemplo;
- 3) Determinam-se os limites máximos e mínimos dos parâmetros a serem variados, como por exemplo, máxima e mínima potência da carga entrando/saindo do sistema ou tempo mínimo e máximo da falta transitória;
- 4) Seleciona-se o conjunto de perturbações (considerando as variações paramétricas do passo anterior) a serem analisadas, considerando a função de distribuição das probabilidades que melhor caracteriza cada um dos parâmetros variados;
- 5) Realizam-se simulações com as perturbações selecionadas e analisa-se cada uma delas através da estrutura definida na Seção 10.2;
- 6) Como resultado do passo anterior, tem-se o tempo total de duração que a flutuação observada pode ser caracterizada por um flicker,  $t_{\text{flicker}}$ . Sendo assim, cada perturbação é classificada dentro de um ou mais grupos, de acordo com  $t_{\text{flicker}}$ .

Os grupos relativos ao sexto passo apresentado são grupos definidos por flutuações que se caracterizam por flickers com duração de pelo menos<sup>48</sup> 0,1%, 0,7%, 1%, e 1,5% do período de análise, que, de acordo com (CONRAD; BURCH, 2005), deve ser de 10 minutos. Ou seja, as perturbações são categorizadas em causadoras de flickers com tempos de pelo menos 0,6 segundo, 4,2 segundos, 6 segundos, e 9 segundos, sendo que a categorização é cumulativa, o que significa que perturbações que causam um flicker com mais de 9 segundos são adicionadas em todas as categorias. Assim, pode-se verificar diretamente qual o percentual das perturbações que resulta em flickers com um tempo específico, sendo possível a direta observação de, por exemplo, a eficiência de um parâmetro de controle.

<sup>48</sup>Estes períodos de tempo referem-se aos períodos utilizados para o cálculo dos parâmetros  $P_{st}$  anteriormente mencionados e descritos em mais detalhes em (CONRAD; BURCH, 2005). Apesar deste índice não ser utilizado diretamente nesta tese, os valores de tempo foram utilizados como uma forma de padronizar os resultados.

## 10.5 Resultados de Estudos Estatísticos de Perturbações

A estrutura definida na seção anterior foi utilizada para a análise da influência de perturbações no sistema-teste A, apresentado no Apêndice A. Foi considerado somente um gerador distribuído conectado na barra 807, injetando 1 MW no sistema, com o controle de tensão incluso ( $K_a = 120$  pu), mas sem incluir a regulação de velocidade. Conforme será apresentado no decorrer desta seção, foi incluído um controlador de amortecimento (PSS) no sistema, para mostrar que o seu uso pode tanto auxiliar na estabilidade do sistema como na qualidade da energia entregue aos consumidores. O PSS foi sintonizado através das informações obtidas a partir dos resíduos da função de transferência que relaciona a referência de tensão do AVR e o desvio de velocidade do gerador (KUNDUR, 1994), visando um maior amortecimento para o sistema.

Em relação às perturbações, foram consideradas faltas monofásicas transitórias, considerando uma distribuição probabilística uniforme para os seguintes parâmetros das faltas:

- Local da falta;
- Duração da falta;
- Resistência da falta.

A escolha por este tipo de perturbações deu-se pelo fato de que as faltas monofásicas são, de longe, as que mais acontecem em SDEE típicos. Claramente, outros parâmetros e/ou outros tipos de perturbações poderiam ser facilmente incorporados ao estudo apresentado, o que também é válido para a distribuição probabilística utilizada<sup>49</sup>. Os limites considerados para os parâmetros foram os seguintes:

- Duração da falta: 30–200 ms;
- Resistência da falta: 0–50  $\Omega$ ;
- Local da falta: barras 801 a 806 e 808 a 812.

Considerando as variações paramétricas definidas, foram estudados quatro conjuntos de testes, cada um contendo uma rodada de análise de 915 perturbações através da estrutura definida na seção anterior. Para cada um destes 4 conjuntos, um ganho diferente do PSS foi utilizado, de forma que sistema apresentasse OEMs com amortecimento de 2,2%, 5,0%, 10%, e 15%, respectivamente. Os valores de amortecimento escolhidos correspondem a critérios típicos de amortecimento mínimo para projeto de controladores de

---

<sup>49</sup>A escolha por uma distribuição probabilística tão simples como a uniforme justifica-se pela escassez de dados sobre defeitos que ilustrem a realidade dos sistemas de distribuição brasileiros. No entanto, a estrutura apresentada na seção anterior é genérica o suficiente para contemplar os casos onde uma distribuição mais realista pode ser considerada.



Tabela 10.5: Resultados obtidos através de estudos estatísticos de perturbações.

Amortecimento [%]	$N_{P_{0,1}}$ [%]	$N_{P_{0,7}}$ [%]	$N_{P_1}$ [%]	$N_{P_{1,5}}$ [%]
2,2	100,0	83,3	74,1	17,4
5,0	100,0	27,7	0,0	0,0
10,0	73,2	0,0	0,0	0,0
15,0	54,4	0,0	0,0	0,0

amortecimento, sendo que o amortecimento de 2,2% corresponde ao caso sem PSS. Assim, através da análise conjunta dos resultados para cada amortecimento, será possível tecer conclusões sobre a aplicabilidade destes controladores para a mitigação de flutuações de tensão caracterizadas como flicker.

Os resultados obtidos para as quatro configurações de PSS estão apresentados na Tabela 10.5. Esta tabela mostra o percentual das perturbações simuladas que resultaram em flickers com a duração mínima indicada na primeira linha ( $N_{P_{tempo}}$ ), para cada configuração do PSS que resultou em uma OEM com o amortecimento indicado na primeira coluna, de acordo com os grupos de duração de flicker definidos na seção anterior (tempo igual a 0,1%, 0,7%, 1%, e 1,5%, considerando percentuais relativos a 10 minutos).

Claramente, os resultados mostram que à medida que o amortecimento das OEM aumenta, o número de perturbações que afeta o índice de QEE avaliado diminui. Este resultado já era esperado, uma vez que a taxa de decaimento das flutuações de tensão tende a ser mais rápida com o aumento do amortecimento. Os resultados podem ainda ser interpretados como a probabilidade de uma perturbação no sistema degradar o índice de QEE do sistema relacionado a flutuações de tensão, assumindo que todas as perturbações possíveis no sistema foram contempladas e corretamente modeladas nas simulações de Monte Carlo.

Na verdade, a observação mais interessante é a de que o critério tradicional para o projeto de PSS (amortecimento mínimo de 5%) não conseguiu evitar totalmente a ocorrência de flickers gerados a partir das flutuações de tensão (e, obviamente, das oscilações eletromecânicas), apesar de conseguir diminuir a sua probabilidade de ocorrência. Mesmo para o critério de 15%, que apresentou as menores probabilidades de ocorrência de flickers, ainda foram observados diversos casos com a ocorrência de flickers. A incompatibilidade neste caso advém do fato que as flutuações de tensão são fenômenos que basicamente dependem das condições iniciais dadas pela perturbação, ao passo que o projeto tradicional de PSSs não considera as perturbações isoladamente através das suas condições iniciais, mas sim o desempenho do sistema como dado caracterizado unicamente pelo seus modos de oscilação. Assim, mesmo com a garantia de critérios de estabilidade bem definidos, como um amortecimento mínimo para o sistema, é possível que diversas perturbações possam caracterizar problemas relacionados à QEE, mesmo que o sistema seja bem amortecido. Claramente, estas perturbações serão as que levarão o sistema para um ponto mais

distante do seu equilíbrio, uma vez que as características dos modos de oscilação não irão mudar (considerando que o sistema pós-perturbação é igual ao sistema pré-perturbação), o que significa que a taxa de decaimento das oscilações será a mesma. Assim, quanto mais distante a perturbação levar a tensão da barra analisada, mais tempo a flutuação demorará para decair. Obviamente, existe um limite para que a perturbação ainda possa ser estudada através das suas características locais (como o amortecimento), uma vez que tais características são notadamente lineares, sendo que grandes perturbações podem evidenciar características não-lineares do sistema, resultando na impossibilidade da análise local dos modos do sistema.

## 10.6 Conclusões

Através da análise realizada e os resultados obtidos neste capítulo foi possível concluir que o problema das oscilações eletromecânicas em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos não está relacionado somente com a estabilidade destes sistemas, como no caso de sistemas de transmissão/geração. Neste caso, as OEMs podem também causar problemas relacionados à qualidade da energia (mais especificamente, flutuações de tensão), mesmo que não haja perigo para a estabilidade do sistema, conforme evidenciado através dos resultados obtidos com estudos estatísticos de perturbações em um SDEE típico.

Nos casos estudados com as metodologias definidas, ficou claro que quanto mais severas forem as perturbações para os geradores síncronos distribuídos, maior será o tempo de duração em que as flutuações de tensão caracterizarão um *flicker*. Este grau de severidade está diretamente relacionado ao torque de aceleração devido ao defeito observado ou à variação de carga. Do ponto de vista de controle, pode-se dizer que a condição inicial do sistema após a perturbação é que definirá a real influência das oscilações eletromecânicas nas flutuações de tensão observadas no sistema (assumindo que o mesmo seja estável após a perturbação), dado que mesmo uma oscilação mal-amortecida pode ser imperceptível do ponto de vista de qualidade de energia, ao passo que uma oscilação bem amortecida também pode resultar na degradação de índices de QEE relacionados a flutuações de tensão. Sendo assim, faz-se necessário o desenvolvimento de uma técnica mais específica para o projeto de controladores de amortecimento que contemple tal característica. De qualquer forma, através dos testes aqui apresentados pode-se ainda afirmar que o uso de um PSS bem projetado pode ajudar na mitigação dos problemas de flutuação de tensão, como o *flicker*. No capítulo seguinte é apresentado um procedimento de projeto para auxiliar na mitigação das flutuações de tensão induzidas por oscilações eletromecânicas.

## *Capítulo 11*

---

# Projeto de Controladores de Amortecimento Considerando Critérios de Qualidade de Energia Elétrica

---

Conforme observado no estudo apresentado no Capítulo 10, o uso de controladores de amortecimento tradicionais pode reduzir significativamente o impacto das flutuações de tensão induzidas por oscilações eletromecânicas. De certo modo, isto confirma as expectativas, uma vez que o fenômeno estudado tem como origem as oscilações eletromecânicas, e, assim, uma vez que estas oscilações cessam mais rapidamente (através do uso de um PSS), as flutuações de tensão também cessam, apesar da possibilidade de o pico inicial da flutuação poder ser superior devido à ação de controle, em relação ao caso sem PSS.

É evidente que os controladores de amortecimento são dispositivos que tem como objetivo o aumento do amortecimento das oscilações eletromecânicas visando garantir não só a estabilidade do sistema diante de pequenas perturbações como também critérios mínimos de desempenho dinâmico a pequenas perturbações do sistema. Até o momento, o PSS foi utilizado também somente com este fim, sendo que foi mostrado que além de melhorar o desempenho dinâmico a pequenas perturbações do sistema, o PSS também pode diminuir o tempo total em que uma flutuação de tensão gerada por uma OEM caracteriza um flicker.

Entretanto, diante dos resultados apresentados no Capítulo 10, fica evidente mais uma possível utilidade dos PSSs, sendo que esta é uma das propostas desta tese: estender os objetivos da utilização de controladores de amortecimento para incluir não só critérios de desempenho dinâmico a pequenas perturbações como também critérios de qualidade de energia relacionados a flutuações de tensão induzidas por OEM. A ideia é que os controladores de amortecimento possam garantir tanto os critérios de desempenho dinâmico já utilizados, como também os critérios de qualidade de energia propostos. Assim, com a

garantia do atendimento a ambos critérios, fica caracterizada uma proposta de extensão do uso destes controladores, uma vez que o objetivo inicial dos PSSs é o de garantia de critérios mínimos de desempenho dinâmico a pequenas perturbações do sistema. A proposta de utilização de PSSs para este segundo fim compreende, na verdade, na adição de critérios de projeto baseados na alocação de polos, conforme será apresentado neste capítulo. Antes, entretanto, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o projeto de controladores de amortecimento em sistemas elétricos de potência. Ao final do capítulo, serão apresentados também resultados através da utilização deste procedimento de projeto proposto, que serão comparados com os resultados apresentados no Capítulo 10.

## 11.1 Projeto de Controladores de Amortecimento para Sistemas Elétricos de Potência

Em meados do século XX, houve um grande processo de interligação dos sistemas elétricos norte-americanos através de longas linhas de transmissão. Tal processo só foi possível de ser concretizado com sucesso devido ao uso de AVR's com atuação rápida e altos ganhos, em substituição ao controle manual da tensão e de reguladores com zona morta. Estes AVR's possibilitaram a operação estável de geradores síncronos em regiões onde antes não era possível operar (CONCORDIA, 1944; CONCORDIA; CRARY; MAGINNISS, 1946; HEFFRON; PHILLIPS, 1952). Entretanto, estas mesmas características dos AVR's também trouxeram consequências negativas aos sistemas elétricos, dado que provocaram o aparecimento de oscilações eletromecânicas subamortecidas ou até instáveis. Isto porque os AVR's de rápida atuação e alto ganho auxiliavam na manutenção da estabilidade de primeira oscilação do sistema, através do provimento de torque sincronizante ao gerador em que estavam conectados, mas poderiam tornar o sistema instável nas oscilações subsequentes, através do provimento de um torque de amortecimento negativo aos geradores em que estavam conectados, caracterizando assim um caso de instabilidade oscilatória do sistema (SCHLEIF et al., 1968).

A solução encontrada para manter estes AVR's em operação, e ainda assim manter o sistema estável, foi a utilização de um sinal estabilizante transitório modulando as referências de tensão dos AVR's, aumentando assim a componente de amortecimento do torque elétrico do gerador, sem prejuízo à componente sincronizante do mesmo (DEMELLO; CONCORDIA, 1969). O conceito deste sinal estabilizante é utilizado até hoje, e tal sinal pode ser obtido a partir da velocidade do gerador, da frequência nos terminais do mesmo, da sua potência, ou até de sinais compostos, como a integral da potência acelerante.

Inicialmente, em DEMELLO; CONCORDIA (1969), foi proposta a utilização da velocidade para a obtenção deste sinal estabilizante. A conclusão que os autores chegaram foi a de que era necessário compensar o atraso de fase introduzido pela malha de controle de tensão do gerador para que fosse possível aumentar o amortecimento do sistema, conforme

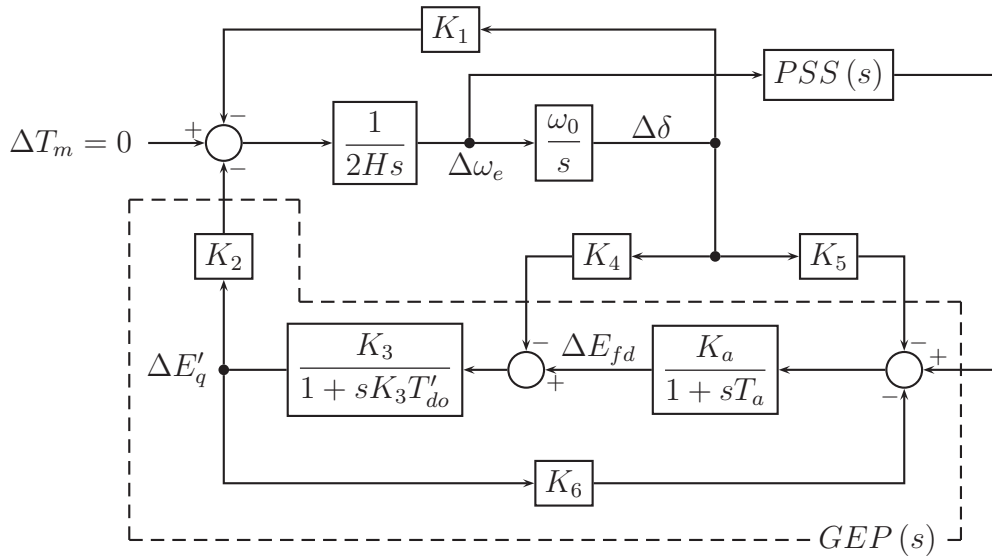


Figura 11.1: Diagrama de blocos do modelo máquina versus barramento infinito incluindo AVR e PSS (DEMELLO; CONCORDIA, 1969).

apresentado na Figura 11.1, denominada de  $GEP(s)$ <sup>50</sup>. Nesta Figura, os parâmetros  $K_1$  a  $K_6$  são o resultado da linearização do sistema algébrico-diferencial que descreve o modelo máquina versus barramento infinito, e estão definidos em DEMELLO; CONCORDIA (1969). Após diversas aproximações que levaram em consideração os valores típicos dos parâmetros da máquina e do controle da mesma, os autores concluíram que o atraso de fase a ser compensado é o dado pela função

$$GEP(s) \approx \frac{K_2}{K_6} \cdot \frac{1}{\left(1 + s \frac{T'_{do}}{K_a K_6}\right) (1 + sT_a)} . \quad (11.1)$$

A obtenção de (11.1) levou os autores a proporem uma ação de controle tomada por um compensador em avanço de fase, para posterior modulação do sinal de referência de tensão pelo mesmo. Tal compensador recebe atualmente o nome de estabilizador de sistema de potência (ou simplesmente PSS) e possui a estrutura apresentada na Figura 11.2. Sabendo a fase que deve ser compensada em uma dada frequência, utiliza-se qualquer técnica de síntese de compensadores de avanço para o projeto do PSS (OGATA, 2003). Como exemplo, pode-se determinar a partir de (11.1) uma frequência em que se deseja o avanço máximo do compensador,  $\omega_m$ , e, para esta frequência, determinar o avanço de fase desejado,  $\phi_m$ . Sabendo que um bloco de avanço é dado por

$$G(s) = \frac{s + \frac{1}{T}}{s + \frac{1}{\alpha T}} , \quad \alpha < 1 , \quad (11.2)$$

<sup>50</sup>Cabe salientar que tal estudo foi realizado considerando um modelo de uma máquina conectada a um barramento infinito, ou seja, considerava somente os modos locais da planta de geração.

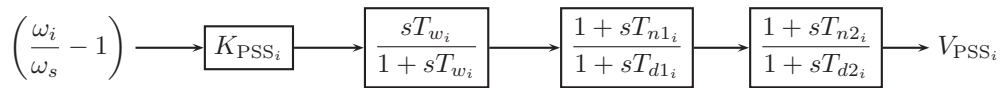


Figura 11.2: Controlador de amortecimento (modelo IEEE PSS1A).

é possível, através do seu gráfico polar em  $s = j\omega$ , escrever que

$$\text{sen}\phi_m = \frac{1 - \alpha}{1 + \alpha} \quad (11.3)$$

e determinar as constantes  $\alpha$  e  $T$  diretamente.

As metodologias de projeto destes controladores evoluíram significativamente desde então, passando das técnicas mais simples e intuitivas, com pouca fundamentação matemática, para técnicas mais complexas, fundamentadas por exemplo no controle robusto, que exigem um conhecimento matemático mais profundo da teoria de controle aplicada por parte do engenheiro projetista. Algumas destas técnicas serão abordadas sucintamente a seguir, sendo deixadas ao leitor as referências necessárias para uma compreensão completa destas.

Nos primeiros anos após o desenvolvimento do conceito de PSS, diversas recomendações práticas e procedimentos de projeto foram desenvolvidos, e posteriormente resumidos em (LARSEN; SWANN, 1981a,b,c). Tal abordagem foi realizada através da análise no domínio da frequência do sistema, bem como do cálculo dos autovalores do modelo algébrico-diferencial representando o sistema máquina versus barramento infinito. Foram consideradas também outras entradas para o PSS (potência elétrica, frequência terminal, e sinais compostos), mas dar-se-á ênfase somente para o PSS com a entrada de velocidade, dado que a proposta nesta tese utiliza esta entrada, conforme será visto no decorrer deste capítulo. As recomendações básicas trazidas em (LARSEN; SWANN, 1981a,b,c) são as seguintes:

- O PSS deve ser projetado em condições de alto carregamento e sistema de transmissão forte (alta capacidade de curto-circuito);
- Deve-se maximizar a faixa de frequências na qual o atraso de fase de  $GEP(s) \cdot G(s)$  é menor do que  $90^\circ$ ;
- O atraso de fase da função  $GEP(s) \cdot G(s)$  deve ser um pouco menos de  $45^\circ$  na frequência de oscilação do modo local;
- O ganho ideal para um determinado ajuste de avanço-atraso é de aproximadamente  $1/3$  do ganho que provoca instabilidade do sistema.

Entretanto, como já mencionado anteriormente, os sistemas elétricos de grande porte são usualmente interligados, contando com linhas de transmissão conectando geradores

de características muitas vezes semelhantes, de forma que o modelo máquina versus barramento infinito torna-se muito limitado, especialmente em vistas a uma ação otimizada de controle do sistema<sup>51</sup>. Buscando uma generalidade maior para o projeto de PSSs em sistemas multimáquinas, foi proposta em (PAGOLA; PÉREZ-ARRIAGA; VERGHESE, 1989) uma abordagem de projeto fundamentada na análise dos autovalores e autovetores do modelo linearizado do sistema multimáquinas. Tal abordagem busca projetar, basicamente, uma compensação de fase tal que um dado modo escolhido sofra uma translação no sentido de um maior amortecimento, que pode ser sintetizada pelos seguintes passos:

1. Após o cálculo dos autovalores do sistema, escolher o modo a ser amortecido e encontrar o gerador com o maior fator de participação (KUNDUR, 1994) da velocidade relacionado a este modo (este gerador será o que irá receber o PSS para amortecer o modo escolhido);
2. Encontrar a matriz de resíduos da função de transferência entre a saída do estabilizador,  $V_{PSS}$ , e a sua entrada (no caso desta tese,  $\Delta\omega_i$ ):

$$G_k(s) = \sum_h \frac{R_h}{s - \lambda_h} \quad (11.4)$$

$$R_h = C v_h w_h^T B \quad (11.5)$$

para o gerador  $k$  do sistema, sendo  $R_h$  o resíduo do modo  $h$ ,  $\lambda_h$  o autovalor associado,  $C$  e  $B$  as matrizes de saída e entrada do sistema no espaço de estados, e  $v_h$  e  $w_h$  as matrizes de autovetores à direita e à esquerda associadas ao modo  $h$ , respectivamente;

3. A compensação de fase deve ser projetada para garantir que

$$\angle R_h G_{PSS} \approx -180^\circ \quad (11.6)$$

e o ganho  $K_{PSS}$  deve ser ajustado para que  $\lambda_i$  atinja o amortecimento desejado, sendo que  $G_{PSS}$  é a função de transferência do PSS sendo projetado;

4. O PSS projetado é adicionado ao modelo do sistema e o processo é reiniciado desde o Passo I para outro modo  $\lambda_j$ .

Nota-se que, apesar de considerar um modelo multimáquinas para o sistema elétrico, o projeto dos controladores ainda é realizado passo-a-passo em (PAGOLA; PÉREZ-ARRIAGA; VERGHESE, 1989), realizando o projeto de cada controlador isoladamente,

<sup>51</sup>Como o foco desta tese de doutoramento são os sistemas de distribuição de energia elétrica, faz-se a ressalva que esta afirmação não vale igualmente para tais sistemas, dado que muitas vezes, somente um gerador distribuído estará operando em um dado alimentador, e a subestação de distribuição poderá ser modelada como um barramento infinito. No entanto, ressalta-se que para que as conclusões desta tese possam ser mais genéricas, torna-se necessária a consideração de sistemas multimáquinas neste tópico do trabalho, e, portanto, dar-se-á ênfase também a esta abordagem de projeto nesta revisão bibliográfica.

apesar de considerar a existência dos PSSs já projetados. Atualmente, há uma tendência de desenvolvimento de metodologias de projeto de PSSs voltada para o projeto coordenado destes controladores. Isto porque é já demonstrado que um PSS projetado para auxiliar no amortecimento de um dado modo pode afetar negativamente o amortecimento de um outro modo qualquer, especialmente os modos inter-área (GIBBARD; VOWLES; POURBEIK, 2000).

Diante deste ponto de vista, uma extensão fundamentada nos mesmos conceitos de (PAGOLA; PÉREZ-ARRIAGA; VERGHESE, 1989) foi apresentada em (FERRAZ; MARTINS; TARANTO, 2001), onde o método de Newton-Raphson é utilizado juntamente com as informações dos resíduos da mesma função de transferência para a alocação simultânea parcial de polos. Nesta proposta, pode-se escolher o número de polos a ser alocado e projetar o PSS para simultaneamente alocar os mesmos (apesar de ser somente apresentada a teoria para a alocação simultânea de dois polos). Entretanto, não há garantias de que haverá uma solução factível para o problema ou que haja somente uma solução para o mesmo.

Com uma abordagem um pouco diferente, foi proposta em (POURBEIK; GIBBARD, 1998) uma metodologia de projeto fundamentada no conceito de coeficientes de torque induzido para sistemas multimáquinas, que é realizada em duas partes. A primeira parte consiste no projeto do avanço de fase necessário em cada PSS a ser projetado, e é realizado através de métodos no domínio da frequência para compensar a característica PVr do mesmo<sup>52</sup> (GIBBARD, 1991). Já a segunda parte projeta os ganhos dos estabilizadores, que são determinados através da solução de um problema de programação linear cuja função objetivo é minimizar a soma ponderada dos ganhos dos estabilizadores ao mesmo tempo que um nível mínimo de amortecimento para todos os modos selecionados é alcançado. Tal procedimento é realizado considerando uma estrutura fixa para os PSSs e considera a possibilidade da utilização de PSSs também em dispositivos FACTS (do inglês, *flexible AC transmission system*). Posteriormente, foi verificado que o próprio conceito de torques induzidos é equivalente ao conceito de resíduos da função transferência proposto anteriormente (POURBEIK; GIBBARD; VOWLES, 2002). Recentemente, um estudo comparativo entre estes métodos resultou nas seguintes conclusões (GIBBARD; VOWLES, 2004):

- Tanto a resposta de fase da função de transferência PVr como da GEP com a dinâmica do rotor desabilitada podem dar subsídios para o projeto de estabilizadores robustos, mas a resposta de magnitude desta GEP não retorna nenhuma informação útil;
- Os resíduos da função de transferência (acima citados) estão sujeitos a uma variação

---

<sup>52</sup>A característica PVr de um dado PSS é a função de transferência da tensão de referência do AVR do gerador para a sua potência elétrica gerada, com a dinâmica do rotor de todas as outras máquinas desabilitadas.



desconhecida tanto na fase dos fatores de participação como no efeito das interações com o sistema diante de diferentes condições de operação do sistema;

- Dos três métodos (GEP, PVr, e resíduos), a resposta em frequência da relação PVr apresenta uma informação contínua e consistente tanto para a fase como para a magnitude na faixa de frequência das oscilações eletromecânicas em diferentes condições de operação, o que simplifica consideravelmente a síntese de PSSs.

Entretanto, apesar de os métodos acima citados possuírem a capacidade de projeto coordenado dos PSSs, este se dá somente para o ganho dos mesmos, sendo que a fase destes controladores é pré-definida. Sendo assim, estas metodologias ainda necessitam de uma sintonia empírica no que se refere aos parâmetros dos blocos de avanço de fase. Outra característica inadequada destas metodologias reside no fato de que elas não consideram a operação do sistema elétrico em outros pontos, apesar de em (GIBBARD; VOWLES, 2004) ser averiguada uma certa robustez do método baseado na resposta da curva PVr. Em contrapartida, outras metodologias têm sido desenvolvidas recentemente buscando não só uma sintonia coordenada dos blocos de avanço de fase em sistemas multimáquinas como uma robustez frente a diferentes pontos de operação. Algumas destas metodologias serão discutidas a seguir.

Um dos primeiros trabalhos a tratar do projeto coordenado de PSSs solucionou este problema através de algoritmos genéticos (DO BOMFIM; TARANTO; FALCAO, 2000). Neste trabalho, os parâmetros do controlador (constantes de tempo dos blocos de avanço e o seu ganho) são codificados como cromossomos através de números reais ou ainda binários, sendo um parâmetro para cada gene, no caso da codificação com números reais. Utilizando esta representação, é gerada uma população, onde cada indivíduo representa uma parametrização específica dos PSSs a serem projetados. De posse desta população inicial, os indivíduos sofrem operações genéticas individualmente (mutação) ou aos pares (crossover), com base em uma seleção em torneio, e utilizando técnicas elitistas. A função de fitness é discreta e associa valores para cada cromossomo com base na faixa de amortecimento em que os autovalores do sistema linearizado se encontram. A inicialização é aleatória, mas é concluído que uma população inicial contendo parametrizações instáveis dos PSSs melhora o desempenho do algoritmo. Neste algoritmo, é possível utilizar diversos pontos de operação para avaliação na função de fitness. No entanto, não há garantia de que os critérios de desempenho serão atingidos para outros pontos de operação não utilizados no processo de otimização. A grande desvantagem deste algoritmo é que cada novo cromossomo gerado requer o cálculo dos autovalores do sistema linearizado, o que pode requerer um esforço computacional excessivamente elevado em sistemas de grande porte.

Outra abordagem bastante parecida com esta e que também utiliza algoritmos genéticos é apresentada em (ZHANG; COONICK, 2000). A principal diferença entre estes

trabalhos está na escolha da função de fitness. Em (ZHANG; COONICK, 2000), a função de fitness é o menor amortecimento dentre os modos críticos do sistema, exceto se algumas restrições pré-estabelecidas forem violadas (como, por exemplo, se algum autovalor possuir parte real positiva). Neste caso, é aplicada uma função de penalidade para o cálculo do fitness de cada cromossomo. A desvantagem deste algoritmo é a mesma do citado anteriormente, já que não há garantias de que os critérios de desempenho serão atingidos para outros pontos de operação não utilizados no processo de otimização.

Em (CHUNG et al., 2002), é proposta uma alternativa para estes métodos, fundamentada em uma análise probabilística da dinâmica do sistema elétrico de potência. Neste trabalho, a análise probabilística é aplicada para o projeto coordenado de PSSs, considerando as injeções nodais de potência, as tensões nodais, e os autovalores como variáveis aleatórias, sendo que os atributos estatísticos de cada parâmetro são obtidos ou de pontos de operação do sistema ou através de uma análise probabilística de autovalores. De posse desta análise probabilística, são calculados índices de sensibilidade probabilísticos para as partes reais dos autovalores e do seu respectivo amortecimento, que por sua vez formam uma matriz de sensibilidade probabilística,  $\mathbf{J}$ . Esta matriz  $\mathbf{J}$  é utilizada para atualizar os parâmetros atuais dos controladores, buscando um dado amortecimento desejado para cada autovalor. Este método possui uma programação e um esforço computacionais bem menores que os demais já apresentados, mas exige que o projetista tenha um conhecimento técnico mais elevado sobre o projeto que está realizando. Apesar disto, o método ainda apresenta a desvantagem de não possuir uma garantia de desempenho para outros pontos de operação que não foram analisados durante a fase de projeto.

Buscando uma garantia formal de desempenho mínimo para outros pontos de operação não analisados durante a fase de projeto destes estabilizadores, foram propostas em (RAMOS; ALBERTO; BRETAS, 2004; RAMOS; MARTINS; BRETAS, 2005) metodologias baseadas em inequações matriciais lineares, ou simplesmente LMIs (do inglês, *linear matrix inequalities*). A proposta dos autores utiliza um conjunto de LMIs para satisfazer uma estrutura de controle por realimentação de saída descentralizado (ou seja, o controlador utiliza somente medidas locais em cada gerador), cujo objetivo de desempenho é buscado através de uma restrição sob a forma de LMI para alocação regional de polos (CHILALI; GAHINET, 1996). A robustez do sistema de controle projetado para outros pontos de operação é obtida através de um modelo politópico<sup>53</sup>, onde o modelo do sistema elétrico de potência é linearizado em alguns pontos de operação típicos, e o controlador é então projetado para estabilizar não somente estes pontos, mas todo o conjunto de modelos gerados através da combinação convexa entre estes no espaço de matrizes. Como o politopo é um conjunto convexo, a propriedade de estabilidade quadrática dos sistemas que compõem os vértices deste politopo estende-se para todas as matrizes dentro deste

---

<sup>53</sup>Um politopo é definido como um conjunto convexo que pode ser descrito pela combinação convexa dos seus vértices.

conjunto. Nesta abordagem, o esforço computacional refere-se ao resolvidor de LMIs, que deve buscar uma solução para o conjunto de LMIs descrito para o problema. Tal esforço pode ser extremamente elevado em sistemas de grande porte. Apesar disto, na sequência do trabalho (RAMOS; MARTINS; BRETAS, 2005) foram apresentadas melhorias visando a obtenção de ganhos mais adequados para os PSSs projetados (para evitar interações com dinâmicas não modeladas), a rejeição de perturbações e uma obtenção mais eficiente do ganho nulo em regime permanente. Tais melhorias foram obtidas com modificações de restrições na formação de LMIs e através da inclusão de novas restrições sob a forma de LMIs no algoritmo.

## 11.2 Procedimento Proposto para o Projeto de Controladores de Amortecimento

Conforme pode ser observado na seção anterior, o desenvolvimento atual das metodologias de projeto de PSSs é estimulado fortemente pelas características específicas dos sistemas de transmissão de energia elétrica. Primeiramente, isto se deve ao fato de que dificilmente é permitido o uso de PSSs em GDs conectadas em SDEE, uma vez que os geradores deveriam ser desconectados do sistema após uma perturbação, conforme mencionado no capítulo inicial desta tese. Entretanto, com a mudança no paradigma de operação destes geradores, fica evidente que muitos destes deverão utilizar esta função de controle de forma a manter o sistema estável após uma perturbação no mesmo. Em segundo lugar, se considerarmos os mesmos critérios de projeto tanto para sistemas de distribuição como para sistemas de transmissão, claramente os sistemas de transmissão serão os que apresentarão maiores dificuldades durante a fase de projeto dos PSSs, uma vez que o grande número de geradores conectados e as suas diferentes tecnologias de geração representam empecilhos a serem contornados. Já os SDEE normalmente possuem poucos geradores, sendo que em muitos casos (como o brasileiro) só é permitida a entrada de um gerador por alimentador de distribuição, de forma que não haja interação entre duas ou mais máquinas.

Não obstante, independentemente do procedimento de projeto utilizado nas metodologias previamente citadas, todas possuem algo em comum, que é o objetivo do projeto. O objetivo em comum de projeto destas metodologias é o aumento do amortecimento das oscilações eletromecânicas do sistema, que pode ser definido como um critério de amortecimento mínimo para estas oscilações a ser atingido com a implementação de um (ou mais) PSS. Matematicamente, o amortecimento de um certo modo, representado por um autovalor  $\sigma_i + j\omega_i$ , é dado por

$$\zeta_i = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}}, \quad (11.7)$$

sendo que um critério de amortecimento mínimo é, na verdade, um problema de alocação

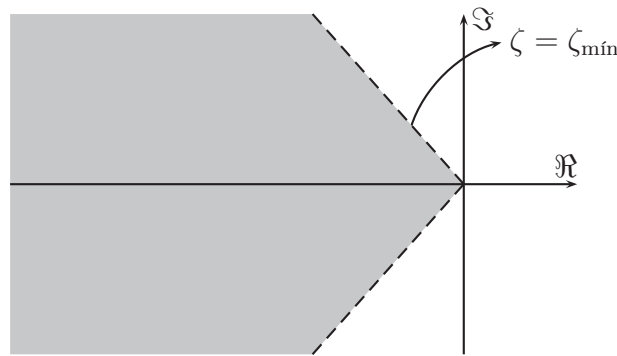


Figura 11.3: Representação gráfica do problema de alocação regional de polos através de um critério de amortecimento mínimo no plano complexo.

regional de polos que pode ser graficamente representado no plano complexo conforme mostra a Figura 11.3, onde o amortecimento mínimo é definido como  $\zeta_{\text{mín}}$ . A taxa de amortecimento de um dado modo de oscilação (ou simplesmente amortecimento) é uma medida da taxa de decaimento da amplitude da oscilação. A constante de tempo de decaimento da amplitude é de  $1/|\zeta_i|$ , ou seja, a amplitude da oscilação decai para  $1/e$  (ou simplesmente 37%) da amplitude inicial em  $1/|\zeta_i|$  segundos ou em  $1/(2\pi\zeta_i)$  ciclos da oscilação (KUNDUR, 1994). Obviamente que o decaimento ocorrerá caso a parte real do autovalor seja negativa. Caso contrário, não há decaimento, mas sim um aumento da amplitude, dado pelas mesmas taxas mencionadas, em valor absoluto.

Nota-se que ao se restringir o amortecimento de um dado modo do sistema, de certa forma se está restringindo, na verdade, o número de oscilações que será permitido a este modo ter após uma pequena perturbação, dentro de uma faixa percentual à sua amplitude inicial. Entretanto, o tempo total de oscilação não é levado em conta, até porque este tempo total depende basicamente da amplitude inicial da oscilação, que varia de perturbação para perturbação, dependendo das suas características. Ainda, nota-se que o amortecimento depende da frequência de oscilação do modo que se deseja alocar no plano complexo, sendo que não há uma restrição específica para a parte real do autovalor representando o modo do sistema. Ora, a parte real de um modo é a que representa diretamente a taxa de decaimento do mesmo na resposta transitória do sistema, o que pode ser facilmente observado quando se obtém a resposta temporal de um sistema dinâmico linear (ou linearizado em torno de um ponto de equilíbrio, como é o caso dos SEP). Neste caso, a resposta temporal de cada variável de estado do sistema linearizado  $\Delta\dot{\mathbf{x}} = f(\mathbf{x})$ ,  $\Delta x(0) = x_0$ , com  $n$  estados é dada por:

$$x_k(t) = \sum_{i=1}^n C_{ik} v_{ik} e^{\lambda_i t} = \sum_{i=1}^n C_{ik} v_{ik} e^{\sigma_i t} [\cos \omega_i t + \theta_i] \quad (11.8)$$

onde  $\lambda_i = \sigma_i + j\omega_i$  representa o modo  $i$  do sistema ( $\theta_i$  é a fase do número complexo que representa este modo), sendo que estes modos são dados pelos autovalores da matriz

de estados que representa a dinâmica do sistema  $\Delta \dot{\mathbf{x}} = f(\mathbf{x})$ . Ainda,  $\mathbf{v}_i$  representa o autovetor à direita associado ao autovalor  $\lambda_i$  da matriz  $\mathbf{A}$ , sendo  $v_{ik}$  o  $k$ -ésimo elemento deste vetor, e  $C_i$  representa uma constante que depende das condições iniciais do sistema em questão.

Fica evidente através de (11.8) que para se restringir o tempo total em que um modo perdura acima de um certo valor no sistema após uma perturbação, deve-se restringir a sua taxa de decaimento,  $\sigma_a$ , para um valor mínimo que garanta o tempo especificado. Entretanto, a definição de tal variável só poderia ser realizada se houvesse a informação da amplitude inicial da variável a ter sua amplitude restringida após uma perturbação, seja ela uma variável de estado do sistema ou simplesmente uma variável algébrica.

No âmbito desta tese, a variável que deve possuir a sua amplitude restringida depois de um certo tempo após uma perturbação é a tensão terminal do gerador síncrono conectado no sistema de distribuição<sup>54</sup>, uma vez que as flutuações de tensão possuirão maior amplitude exatamente nesta barra do sistema, sendo estas espalhadas de forma atenuada pelo sistema através das linhas de distribuição, conforme a análise apresentada no Capítulo 9. O valor ao qual se deseja restringir a amplitude da oscilação desta tensão é exatamente o limite observado nas curvas GE apresentadas no Capítulo 10 (ou nas tabelas obtidas através dos medidores de flicker normalizadas para uma unidade de perceptibilidade de flicker), a partir da informação da frequência da oscilação eletromecânica<sup>55</sup>. O tempo máximo que se deseja restringir tal variável acima deste limite é dado em função dos períodos que definem os índices de perceptibilidade de flicker, conforme definidos em (CONRAD; BURCH, 2005, Anexo D, Tabela 1) para um período de 10 minutos, de 0,1%, 0,7%, 1%, 1,5%, 2,2%, 3%, 10% e 50% do período de análise<sup>56</sup>. Este limite de tempo ainda pode ser definido de acordo com as exigências da empresa distribuidora de energia responsável pelo sistema ao qual o gerador síncrono está (ou será) conectado.

Agora, para que o projeto do PSS possa ser realizado considerando um limite para a parte real do autovalor (par de autovalores complexos conjugados, na verdade) que representa o modo de oscilação eletromecânico, é necessária a determinação de um valor inicial após a perturbação para a variável da tensão terminal do gerador. É evidente que este valor inicial depende da perturbação que o sistema sofrerá. Entretanto, o projeto do PSS pode ser realizado de forma conservadora, considerando o pior caso de perturbação previsto para o sistema (ou pelo menos um dos piores casos). Desta forma, pode-se realizar o projeto da parte real do polo complexo conjugado considerando o valor inicial da tensão terminal neste pior caso, sendo que este valor inicial pode ser determinado através de uma simulação não-linear no domínio do tempo realizado, por exemplo, através do

---

<sup>54</sup>Inicialmente será considerado o caso com somente uma máquina no sistema, sendo que o caso multimáquinas será discutido posteriormente

<sup>55</sup>Esta frequência de oscilação é a mesma frequência de oscilação da flutuação de tensão, conforme concluído em capítulos anteriores.

<sup>56</sup>Ou seja, respectivamente 0,6 segundo, 4,2 segundos, 6 segundos, 9 segundos, 13,2 segundos, 18 segundos, 60 segundos, e 300 segundos, para um período de análise de 10 minutos.

software ATP. Após a simulação, o valor inicial da flutuação de tensão deve ser determinado através da sua exponencial decrescente, conforme discutido no Capítulo 10. Se o sistema for simples, como por exemplo possuindo somente um gerador conectado ao SDEE, então a determinação desta perturbação mais severa também é simples: faltas transitórias francas<sup>57</sup> com a maior duração possível antes que o sistema de proteção atue, na barra do gerador, ou na barra mais próxima que permita que o sistema volte a operar de forma estável após a perturbação.

Na verdade, em sistemas mais complexos, ou caso haja a necessidade de uma maior precisão na determinação da severidade das faltas, um método de Monte-Carlo como o apresentado no Capítulo 10 pode ser utilizado para a determinação da perturbação mais severa. Métodos mais completos também podem ser utilizados, como o apresentado por FONTENEAU-BELMUDES et al. (2010), onde uma série de conjuntos de simulações não-lineares pode ser utilizada para a determinação da contingência (ou perturbação) mais severa. No trabalho apresentado por FONTENEAU-BELMUDES et al. (2010), a metodologia é genérica o suficiente de forma que se possa determinar a severidade de uma perturbação de acordo com os critérios necessários para a análise. No âmbito desta tese, a severidade está associada com a amplitude inicial da flutuação da tensão terminal do gerador após uma perturbação. Assim, o método apresentado em (FONTENEAU-BELMUDES et al., 2010) pode ser utilizado para a determinação da perturbação que gera a flutuação de maior amplitude após uma perturbação.

De acordo com os critérios apresentados nesta seção, o procedimento de projeto de PSSs proposto para a inclusão de critérios de QEE relacionados a flutuações de tensão em SDEE com geradores distribuídos é detalhado a seguir:

- 1) Inicialmente, determina-se a perturbação que gera a flutuação de tensão com maior amplitude inicial após a perturbação, conforme o cálculo das exponenciais decrescentes apresentado na Seção 10.2 desta tese. A tensão a ser observada é a tensão terminal do gerador a ter seu PSS projetado. Esta determinação pode ser de acordo com o conhecimento prévio do sistema ou através da metodologia apresentada em (FONTENEAU-BELMUDES et al., 2010).
- 2) Determina-se a máxima amplitude inicial da flutuação da tensão terminal do gerador,  $V_{0\text{máx}}$ , a partir de simulações não-lineares.
- 3) Determina-se a frequência da oscilação eletromecânica, a partir do método apresentado no Capítulo 10 ou através do uso de um software de análise da EAPP de SEP. Utiliza-se esta frequência de oscilação para a determinação da amplitude limite que caracteriza um flicker,  $V_{\text{limite}}$ , através das curvas GE ou de (CONRAD; BURCH, 2005, Anexo D, Tabela 1).

---

<sup>57</sup>Sem resistência de falta.

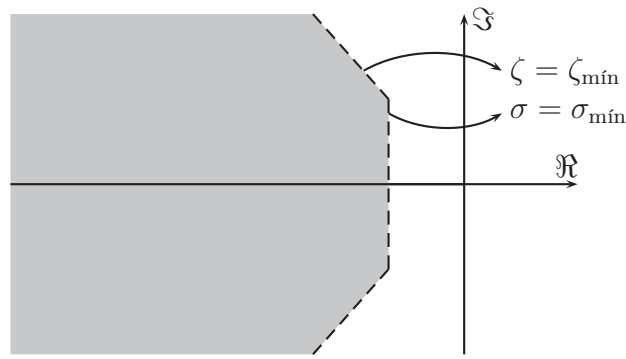


Figura 11.4: Representação gráfica da região proposta para a alocação regional dos polos relacionados aos modos eletromecânicos do sistema em malha fechada.

- 4) Define-se o valor mínimo da parte real de autovalores para a alocação dos modos eletromecânicos do sistema em malha fechada, de acordo com

$$\sigma_{\text{mín}} = -\frac{1}{t_{\text{máx}}} \cdot \ln \left( \frac{V_{\text{limite}}}{V_{0\text{máx}}} \right) \quad (11.9)$$

e sabendo que o valor  $t_{\text{máx}}$  é pré-definido através da regulamentação vigente do sistema ao qual o gerador está (ou será) conectado.

- 5) Determina-se a região do plano complexo onde os polos que representam os modos eletromecânicos do sistema devem ser alocados, utilizando a informação de  $\sigma_{\text{mín}}$ , o critério de qualidade de energia para o projeto de PSSs do sistema, e a informação de  $\zeta_{\text{mín}}$ , o critério de estabilidade para o projeto de PSSs do sistema. A região final onde estes polos devem ser alocados está apresentada na Figura 11.4, na área em cinza.
- 6) Projeta-se a fase do controlador através da compensação da fase do resíduo da função de transferência que relaciona a entrada do regulador de tensão conectado ao gerador à velocidade angular do mesmo, conforme descrito sucintamente na seção anterior e de forma mais aprofundada em (PAGOLA; PÉREZ-ARRIAGA; VERGHESE, 1989).
- 7) Projeta-se o ganho do PSS para que o polo que representa o modo eletromecânico do sistema em malha fechada esteja dentro da região do plano complexo especificada no Passo 5.

É importante verificar que (11.9) é resultado da análise de uma exponencial decrescente, como a apresentada na Figura 11.5, juntamente com os critérios especificados para o projeto do PSS. Esta exponencial decrescente é dada pela seguinte função:

$$f(t) = V_0 e^{-\sigma_{\text{máx}} t} . \quad (11.10)$$

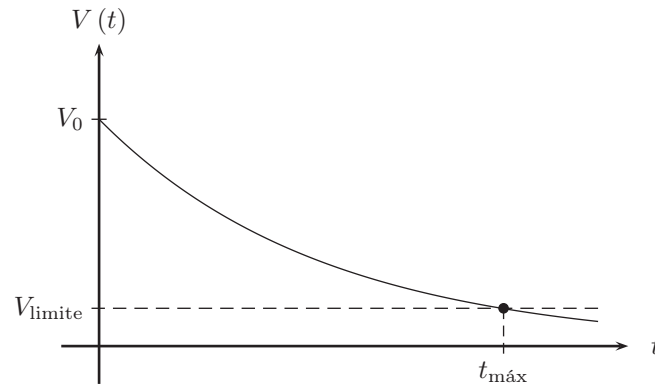


Figura 11.5: Exponencial decrescente representando a amplitude das flutuações de tensão ao longo do tempo após uma perturbação no sistema.

Deseja-se projetar  $\sigma_{\text{máx}}$  de forma que  $f(t) = V_{\text{limite}}$  em  $t = t_{\text{máx}}$ . Sendo assim,

$$V_{\text{limite}} = V_0 e^{-\sigma_{\text{máx}} t_{\text{máx}}} , \quad (11.11)$$

ou seja,

$$\frac{V_{\text{limite}}}{V_0} = e^{-\sigma_{\text{máx}} t_{\text{máx}}} . \quad (11.12)$$

Aplicando a função logaritmo natural em ambos os lados de (11.12) tem-se que:

$$\ln \left( \frac{V_{\text{limite}}}{V_0} \right) = -\sigma_{\text{máx}} t_{\text{máx}} , \quad (11.13)$$

ou seja,

$$\sigma_{\text{máx}} = -\frac{1}{t_{\text{máx}}} \ln \left( \frac{V_{\text{limite}}}{V_0} \right) . \quad (11.14)$$

Assim, com as informações de  $t_{\text{máx}}$ ,  $V_{\text{limite}}$  e  $V_0$  é possível determinar, pelo menos de forma aproximada, o valor mínimo que a parte real do polo que representa o modo eletromecânico deve possuir quando em malha fechada. Isto porque se for utilizado o maior valor possível de  $V_0$ , então as outras perturbações, que irão gerar um  $V_0$  menor, possuirão uma taxa de decaimento da tensão igual (já que modo está alocado no mesmo lugar em ambos os casos, pois o sistema pré-perturbação é igual ao sistema pós-perturbação), ou seja, chegando em  $V_{\text{limite}}$  em um tempo inferior a  $t_{\text{máx}}$ . Neste sentido, o critério determinado nesta seção é válido como uma aproximação do desempenho do sistema, e, sendo assim, algumas divergências entre o projeto realizado e os resultados são esperados.

### 11.3 Estudo de Caso e Resultados

O procedimento de projeto definido na seção anterior foi utilizado em um estudo de caso como forma de validação, no sistema-teste A, apresentado no Apêndice A. Foi considerado somente um gerador distribuído conectado na barra 807, injetando 1,5 MW no sistema,



com o controle de tensão incluso ( $K_a = 120$ ) e incluindo a regulação de velocidade. Um PSS foi projetado conforme descrito na seção anterior, e a sua compensação de fase foi mantida constante, ao passo que o ganho do mesmo foi modificado ao longo da análise conforme será descrito no decorrer desta seção. Basicamente, para validar o procedimento proposto para o projeto de PSSs foi utilizada a estrutura para estudos estatísticos definida na Seção 10.4 desta tese.

Inicialmente, foi definido um conjunto de perturbações a serem analisadas no sistema. Este conjunto é o mesmo conjunto de perturbações utilizado na Seção 10.5 e está listado a seguir:

- Tipo da falta: Falta monofásicas transitórias (fase A);
- Duração da falta: 30–200 ms;
- Resistência da falta: 0–50  $\Omega$ ;
- Local da falta: barras 801 a 806 e 808 a 812.

A seguir, foi determinada a perturbação mais severa, dentro do conjunto das perturbações definidas, do ponto de vista das flutuações de tensão, que é a perturbação que gera a flutuação de tensão com a maior amplitude no início do seu transitório. Como o sistema possui somente uma máquina e as perturbações são do mesmo tipo (falta transitória monofásica A-g), fica fácil determinar qual é a mais severa, que neste caso é a falta mais próxima da barra do gerador, com maior duração e menor resistência de falta, ou seja, na barra 806, com duração de 200 ms e sem resistência de falta. Não obstante, o método apresentado na Seção 10.4 também foi utilizado para garantir que a perturbação definida fosse realmente a mais severa, e os resultados confirmaram a análise realizada.

Utilizando o software PacDyn para a análise modal de SEP, a compensação de fase do PSS foi projetada e a função de transferência do controlador projetado foi a seguinte

$$G_{PSS} = K_{PSS} \cdot \frac{3s}{1 + 3s} \cdot \frac{1 + 0.2634s}{1 + 0.01572} \cdot \frac{1 + 0.2634s}{1 + 0.01572} \cdot \frac{1 + 0.2634s}{1 + 0.01572}. \quad (11.15)$$

Utilizando a perturbação definida como base para o projeto do ganho do PSS foi verificado que o máximo valor de  $V_0$  dentre as perturbações selecionadas foi de 31,97%, sendo que o valor limite que caracteriza uma flutuação como um flicker foi retirado de (CONRAD; BURCH, 2005, Anexo D, Tabela 1) para a frequência da flutuação (aproximadamente 2,2 Hz), que foi determinada como 0,814%. De posse destes valores, foram calculados os valores mínimos que a parte real do autovalor representando o modo eletromecânico deveria possuir para garantir que as perturbações definidas gerassem um flicker com tempo máximo de 0,6 segundo, 4,2 segundos, 6 segundos, 9 segundos, e 13,2 segundos. Os limites calculados foram respectivamente de:  $\sigma_{0,6} \leq -6,12$ ;  $\sigma_{4,2} \leq -0,87$ ;  $\sigma_6 \leq -0,61$ ;  $\sigma_9 \leq -0,41$ ; e  $\sigma_{13,2} \leq -0,28$ .

Tabela 11.1: Resultados obtidos através de estudos estatísticos de perturbações utilizando o critério proposto para o projeto de PSSs.

Caso	$K_{PSS}$ [pu]	Modo	$\zeta$ [%]	$N_{P_{0,1}}$ [%]	$N_{P_{0,7}}$ [%]	$N_{P_{1,0}}$ [%]	$N_{P_{1,5}}$ [%]	$N_{P_{2,2}}$ [%]	$N_{P_{3,0}}$ [%]	$N_{P_{10,0}}$ [%]
1	0,00	-0,176 ± j14,076	1,25	88,0	72,0	60,8	46,7	31,7	14,7	0,0
2	0,22	-0,312 ± j13,802	2,26	84,3	44,5	27,8	8,3	0,1	0,0	0,0
3	0,38	-0,457 ± j13,884	3,29	78,4	29,3	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,60	-0,625 ± j13,859	4,50	72,9	12,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,95	-0,883 ± j13,792	6,39	67,7	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	9,00	-6,524 ± j13,255	44,16	8,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Após a definição destes limites mínimos, foram realizados diversos estudos estatísticos, com a modificação do ganho do PSS, de forma que a parte real atendesse às especificações em cada um dos casos. Os resultados estão apresentados na Tabela 11.1, que mostra, para cada  $K_{PSS}$  projetado, o percentual de perturbações que excederam o limite de tempo definido por  $N_{P_t}$ <sup>58</sup>. A tabela ainda apresenta o modo eletromecânico estimado para a condição do sistema e o amortecimento do mesmo. O caso 1 foi estudado sem PSS, e nos casos de 2 a 6, o ganho do PSS foi projetado para que as perturbações gerassem flickers que não excedessem 13,2 segundos, 9 segundos, 6 segundos, 4,2 segundos, e 0,6 segundo.

Observando a Tabela 11.1, verifica-se que sem PSS o sistema apresenta um modo eletromecânico com 1,25% de amortecimento, sendo que quase 15% das perturbações estudadas geraram flickers com um período superior a 18 segundos. Quando o PSS foi inserido no gerador distribuído, a oscilação eletromecânica aumentou o seu amortecimento, e os períodos máximos atingidos pelos flickers foram diminuídos.

No caso 2, onde  $K_{PSS}$  foi projetado para  $t_{m\acute{a}x} = 13,2$  s conseguiu-se reduzir a probabilidade de ocorrência de um flicker com tempo superior a 13,2 s de 31,7% para 0,1%<sup>59</sup>, quando comparamos os resultados sem PSS e com  $K_{PSS} = 0,22$  pu. Na verdade, o esperado seria que não houvesse nenhuma perturbação com  $t \geq t_{m\acute{a}x}$ . Entretanto, conforme mencionado anteriormente, o procedimento de projeto proposto é uma aproximação, uma vez que foi considerado que a ação de controle do PSS não modifica a amplitude inicial da flutuação de tensão após a perturbação. Esta aproximação, apesar de bastante fidedigna, introduz imprecisões na abordagem proposta, uma vez que com o PSS a tendência é que a amplitude inicial da flutuação da tensão seja maior, que foi exatamente o que aconteceu neste caso com  $t \geq t_{m\acute{a}x}$ . Além disso, quanto menor o tempo analisado, que é o caso para flutuações de com cada vez menos tempo de duração, maior é a influência das não-linearidades no sinal analisado, e, sendo assim, menos fidedigna é a aproximação linear da flutuação de tensão.

<sup>58</sup>Relembrando que  $N_{P_t}$  refere-se ao número percentual das perturbações aplicadas que geraram flutuações que caracterizaram flickers por um período maior do que  $t\%$  do período de estudo, que é de 10 minutos.

<sup>59</sup>Considerando somente as perturbações estudadas.



Figura 11.6: Representação gráfica da região proposta para a alocação regional dos polos relacionados aos modos eletromecânicos do sistema em malha fechada.

Na verdade, esta mesma explicação pode ser aplicada aos erros apresentados nos casos 4, 5, e 6, sendo que como a ação de controle vai aumentando em cada um destes casos, maior é o erro, uma vez que a amplitude inicial da flutuação após a perturbação também vai aumentando. Apesar disto, o procedimento proposto para o projeto apresentou resultados altamente satisfatórios, conseguindo reduzir o tempo máximo de flutuação de mais de 90% das perturbações estudadas em todos os 6 casos de parametrização do PSS.

É interessante analisar os resultados obtidos diretamente através dos modos eletromecânicos, quando colocados no plano complexo, conforme mostra a Figura 11.6. Nesta figura, estão apresentados os modos eletromecânicos estimados em cada um dos casos, bem como os limites obtidos para as partes reais dos modos, e também a linha que delimita o amortecimento mínimo de 5%. Verifica-se que as três primeiras parametrizações do PSS (casos 2, 3, e 4) atendem aos requisitos de  $t \leq t_{\text{máx}}$  respectivamente para  $t_{\text{máx}} = 13,2$  s,  $t_{\text{máx}} = 9$  s, e  $t_{\text{máx}} = 6$  s, mas não atendem ao requisito de amortecimento mínimo de 5%. Já as duas últimas parametrizações do PSS (casos 5 e 6) atendem aos requisitos de  $t \leq t_{\text{máx}}$  respectivamente para  $t_{\text{máx}} = 4,2$  s,  $t_{\text{máx}} = 0,6$  s, e também atendem ao critério de  $\zeta \geq 5\%$ . Fica evidente através da Figura 11.6 que existe uma região do plano complexo onde o amortecimento do modo pode ser superior a 5% e mesmo assim o modo pode ter uma parte real muito pequena, não atendendo aos critérios mínimos de qualidade de energia. No caso estudado, não foi definido um critério específico de QEE, mas o estudo foi realizado para 5 diferentes critérios possíveis de serem atingidos. O caso 6 ainda teria que ser estudado do ponto de vista não-linear, pois o alto ganho do PSS poderia fazer com que os limitadores do controlador de amortecimento fossem acionados, diminuindo a ação de controle. Sendo assim, o melhor dentre os projetos realizados é o projeto do caso 5, que atende ao requisito de amortecimento mínimo e ainda atende aos critérios de QEE, com um tempo máximo de flutuação de tensão projetado para 4,6 segundos.

## 11.4 Conclusões

Através do procedimento proposto para o projeto de controladores de amortecimento em SDEE com GSD foi possível garantir o atendimento não só a critérios de estabilidade, no caso caracterizado por um amortecimento mínimo das OEM, como também a critérios definidos para a qualidade da energia elétrica, através da definição de uma taxa de decaimento mínima, dada pela parte real do autovalor correspondente ao modo eletromecânico. Ainda, foi possível verificar que apesar do critério de amortecimento mínimo apresentar garantias de estabilidade, ele não garante um desempenho mínimo para a qualidade de energia do ponto de vista de flutuações de tensão. Assim, o procedimento proposto, que corresponde à definição de uma taxa de decaimento mínima para o modo eletromecânico a partir de um conjunto de possíveis perturbações do sistema, mostrou-se promissor para uso em SDEE com GSD que porventura possuam a aplicação de um PSS. Obviamente que o critério proposto para o projeto deve ser utilizado conjuntamente com o critérios de desempenho dinâmico visando a estabilidade do sistema, uma vez que esta é a função primária do PSS, sendo a proposta de utilização do PSS como elemento mitigador de flutuações de tensão uma função secundária do mesmo.

Nota-se ainda que o procedimento proposto na verdade compreende a definição de mais um índice de desempenho a ser atendido durante o projeto do PSS. Na verdade, na Seção 11.2 foi proposto o projeto de PSS através da análise dos resíduos da função de transferência que relaciona a entrada do AVR com a velocidade angular do gerador, mas, na verdade, qualquer procedimento de projeto poderia utilizar o índice de desempenho definido, seja ele baseado em LMIs, otimização, ou qualquer outra metodologia. A única condição necessária para a utilização do índice desenvolvido é a de que o procedimento deve ser capaz de lidar com as restrições adicionais, o que não deve ser nenhum problema, visto que trata-se de um índice de desempenho simples, baseado simplesmente na taxa de decaimento do modo eletromecânico.

## Capítulo 12

---

# Conclusões

---

Na terceira parte deste trabalho, foram definidos os fenômenos de qualidade de energia relacionados às oscilações eletromecânicas causadas por GSD em SDEE. Tais fenômenos foram reduzidos a um único, que é a flutuação de tensão, normalmente conhecida pela sua consequência, o flicker. Ainda, em um segundo estágio, foi definida uma estrutura para a análise destas flutuações oriundas das oscilações eletromecânicas estudadas e, através desta estrutura, ficou visível a influência destas oscilações nos índices de qualidade de energia relacionados às flutuações de tensão. Esta estrutura definida foi estendida para o caso de estudos estatísticos, sendo que foi possível verificar que a inclusão de um PSS pode sim auxiliar na mitigação destes problemas de QEE.

Entretanto, como o projeto de controladores atualmente só é atualmente realizado considerando critérios de estabilidade de sistemas, incluindo índices de desempenho transitório dos mesmos como um critério de amortecimento mínimo, não fica claro o quanto estes controladores podem contribuir para a mitigação de problemas de qualidade de energia. Neste sentido, a proposta de utilização de mais um critério de desempenho para o projeto de PSSs, o de uma taxa de decaimento mínimo para as oscilações eletromecânicas, mostrou-se bastante eficiente na mitigação das flutuações de tensão, possibilitando ao projetista garantir desempenhos dinâmicos relacionados à estabilidade a pequenas perturbações e à qualidade da energia elétrica. Certamente que a função primária destes controladores ainda deve ser a de manter o sistema estável após uma perturbação, e a proposta desta tese é a de adicionar uma função secundária a estes controladores: a de mitigação das flutuações de tensão induzidas por oscilações eletromecânicas. Tal objetivo secundário só pode ser atingido através de um projeto eficiente dos seus parâmetros, conforme a terceira parte desta tese mostra ao longo do seu desenvolvimento.



## Parte IV

# Conclusões Gerais e Perspectivas de Trabalhos Futuros





## *Capítulo 13*

---

# Conclusões Gerais e Perspectivas de Trabalhos Futuros

---

A operação de geradores síncronos nos níveis de subtransmissão e distribuição de energia elétrica ainda possui diversas peculiaridades e desafios a serem resolvidos. Nesta tese, buscou-se evoluir em dois destes desafios: na influência do desequilíbrio da rede e da carga no desempenho dinâmico dos geradores síncronos, e na influência do desempenho dinâmico dos geradores síncronos na qualidade da energia entregue aos consumidores dos sistemas aos quais estes geradores estão conectados. Claramente, ambos os assuntos estão correlacionados, uma vez que o primeiro afeta o segundo e ambos estão atrelados ao desempenho da dinâmica eletromecânica do sistema. Em ambos os casos, verifica-se que a existência de oscilações eletromecânicas mal-amortecidas no sistema pode ser prejudicial em ambos os pontos de vista, tanto o da qualidade da energia elétrica como o do desequilíbrio, que pode levar o sistema à instabilidade, dependendo das condições em que o sistema opera.

Conforme pode ser observado nesta tese, a análise dinâmica de sistemas com desequilíbrio da carga não é um tópico simples de se trabalhar, pois envolve uma série de fenômenos que devem ser considerados, ao mesmo tempo em que existem diversas restrições do ponto de vista de softwares comerciais para tanto. Nesta tese, duas abordagens foram propostas para a análise da EAPP de SEP com desequilíbrio da carga. A primeira abordagem é baseada em sinais, e constitui-se basicamente de um conjunto de processos que tem como objetivo final a estimação do modo eletromecânico a partir do sinal da sua velocidade em função do tempo. Esta série de processos justifica-se pela peculiaridade da operação de geradores síncronos com carga desequilibrada, que resulta em uma variação senoidal em regime permanente com duas vezes a frequência fundamental do sistema. Já a segunda abordagem proposta é de análise do sistema através de um modelo fasorial do sistema desequilibrado. O modelo obtido baseou-se em modelos de geradores síncronos previamente desenvolvidos para o estudo de faltas assimétricas e incorporou a eles a rede em componentes de fase. Tanto esta representação da rede como a linearização deste

modelo fasorial foram as principais contribuições desta abordagem nesta tese.

De forma geral, as duas abordagens propostas apresentaram formas eficientes de se estudar este fenômeno do ponto de vista de pequenas perturbações, uma vez que é possível analisar a dinâmica do sistema utilizando tanto informações obtidas através de medições como através de modelos fasoriais do sistema. Desta forma, fica registrada a possibilidade direta de validação de qualquer análise baseada em modelos, através da comparação entre esta e estudos através de simulações e medições diretas em sistemas reais. O resultado final desta tese neste âmbito foi bastante promissor, sendo que este tópico possui grande relevância atualmente, devido ao crescimento acelerado na utilização da geração distribuída mundialmente.

Já as flutuações de tensão induzidas por oscilações eletromecânicas são um fato, e podem existir sempre que houver um gerador síncrono conectado ao sistema. No nível de distribuição, como as cargas estão muito próximas destes geradores, tais fenômenos podem sim depreciar os índices de qualidade de energia do sistema. Nesta tese, as OEMs foram estudadas do ponto de vista de qualidade de energia e as flutuações de tensão foram o fenômeno definido como principal afetado pelas OEMs. A partir desta definição, foi proposta uma estrutura para o estudo destas flutuações de tensão considerando a dinâmica dos geradores síncronos, outra contribuição desta tese neste aspecto. A estrutura proposta baseia-se fortemente na estimação modal através de simulações não-lineares no domínio do tempo de perturbações no sistema em estudo, uma vez que as flutuações de tensão são, assim como a ampla maioria dos fenômenos de QEE, basicamente fenômenos que dependem das condições dadas pela perturbação aplicada.

Neste âmbito, o uso de PSSs para exercer a função de mitigação deste fenômeno foi realizado com sucesso, sendo que um critério simples para o projeto destes foi utilizado, mostrando um grande potencial para aplicação em sistemas reais. Basicamente, a contribuição desta tese foi a de propor a inclusão de mais um índice de desempenho para o projeto de PSSs visando a mitigação de flutuações de tensão. Este índice é dado por uma taxa de decaimento mínima para o modo eletromecânico. Entretanto, como previamente colocado, o fenômeno de flutuação de tensão induzido por OEMs depende basicamente das condições iniciais do sistema após a perturbação, e, neste sentido, a grande contribuição desta tese foi a de como definir o índice desempenho a ser atingido de acordo com um conjunto de perturbações previamente definidas pelo engenheiro projetista.

Assim, esta tese se encerra com um conjunto de ferramentas que podem facilmente ser utilizadas por engenheiros responsáveis pelos estudos dinâmicos de SDEE com geração distribuída, ou, de forma mais ampla, de SEP que possuam desequilíbrio da carga, no caso da segunda parte desta tese. Entretanto, apesar dos resultados obtidos terem sido bastante promissores, fica evidente que diversos outros trabalhos surgirão a partir dos trabalhos ora realizados e dos resultados obtidos nesta tese de doutorado. Neste âmbito, seguem algumas sugestões de trabalhos futuros no sentido de evoluir ainda mais nos

tópicos abordados nesta tese:

- Desenvolvimento de uma metodologia eficiente para o cálculo das condições de equilíbrio de um SEP com desequilíbrio da carga, considerando o modelo fasorial apresentado;
- Validação da modelagem fasorial de SEP com desequilíbrio de carga para um modelo de sexta ordem para o gerador síncrono;
- Validação da modelagem fasorial de SEP com desequilíbrio de carga utilizando dados reais;
- Modelagem harmônica do SEP (incluindo linearização) para a análise da EAPP em SEP com desequilíbrio da carga;
- Validação das abordagens baseadas em dados e em modelos para o estudo de SEP multimáquinas com desequilíbrio da carga;
- Avaliação das flutuações de tensão induzidas por OEMs em SDEE com mais de um gerador síncrono utilizando a abordagem proposta e propondo modificações na mesma;
- Aplicação de critérios de QEE para o projeto de PSSs de SDEE com desequilíbrio da carga;
- Aplicação de critérios de QEE para o projeto de PSSs de SDEE com mais de um gerador síncrono;
- Aprimoramento dos critérios de QEE para projeto de PSS através de  $P_{st}$  e  $P_{lt}$ , os índices de visibilidade de flicker de curto prazo e de longo prazo;
- Utilizar o modelo apresentado na Parte 3 para o estudo do impacto de perturbações na qualidade da energia de SDEE com desequilíbrio da carga com GSD, conforme apresentado na Parte 4.



Parte V

Textos de Suporte



---

## Referências

---

- ABREU, L. V. L. de. **Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — UNICAMP, Campinas, SP.
- ACHA, E. **FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks**. New York, NY: Wiley, 2004. 420p.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: A definition. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, Suíça, v.57, n.3, p.195–204, 2001.
- ADKINS, B. **The General Theory of Electrical Machines**. Londres, Inglaterra: Chapman & Hall, 1957. 236p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. Brasília, DF, 2008.
- ANDERSON, P. M. **Analysis of Faulted Power Systems**. Piscataway, NJ: IEEE Press, 1995. 543p.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability**. 2.ed. Piscataway, NJ: Wiley-IEEE Press, 2002. 672p.
- BIRT, K.; GRAFFY, J.; MCDONALD, J.; EL-ABIAD, A. Three phase load flow program. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, NY, v.95, n.1, p.59–65, 1976.
- BOLDEA, I. **Synchronous Generators**. Boca Ratón, FL: CRC Press, 2006.
- BOLLEN, M. H. J.; GU, I. Y. H. **Signal Processing of Power Quality Disturbances**. [S.l.]: John Wiley & Sons, Inc., 2006.
- BOLLEN, M. H. J.; HÄGER, M. Power Quality: Interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers. **Electrical Power Quality and Utilisation Magazine**, Lausanne, Suíça, v.1, n.1, p.51–61, 2005.

- BOLLEN, M. H. J.; STYVAKTAKIS, E.; GU, I. Y.-H. Categorization and analysis of power system transients. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, NJ, v.20, n.3, p.2298–2306, 2005.
- BUCHHOLZ, B. M.; BOESE, C. The impact of dispersed power generation in distribution systems. In: CIGRE/IEEE PES INT. SYMP. QUALITY AND SECURITY OF ELECTRIC POWER DELIVERY SYSTEMS CIGRE/PES 2003, 2003. **Proceedings...** Piscataway NJ: IEEE, 2003. p.198–203.
- CALDERARO, V.; MILANOVIC, J.; KAYIKCI, M.; PICCOLO, A. The impact of distributed synchronous generators on quality of electricity supply and transient stability of real distribution network. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, Suíça, v.79, n.1, p.134–143, 2009.
- CHAPMAN, S. J. **Electric Machinery Fundamentals**. 4.ed. Boston, MA: McGraw-Hill, 2005. 744p.
- CHILALI, M.; GAHINET, P.  $H_\infty$  design with pole placement constraints: An LMI approach. **IEEE Trans. Autom. Control**, Piscataway, NJ, v.41, n.3, p.358–367, Mar. 1996.
- CHING, Y.; ADKINS, B. Transient Theory of Synchronous Generators under Unbalanced Conditions. **Proceedings of the IEE - Part IV: Institution Monographs**, London, Inglaterra, v.101, n.7, p.166–182, 1954.
- CHUNG, C. Y.; WANG, K. W.; TSE, C. T.; NIU, R. Power-system stabilizer (PSS) design by probabilistic sensitivity indexes (PSIs). **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.17, n.3, p.688–693, Aug. 2002.
- CONCORDIA, C. Steady-State Stability of Synchronous Machines as Affected by Voltage-Regulator Characteristics. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, New York, NY, v.63, n.5, p.215–220, 1944.
- CONCORDIA, C. **Synchronous Machines: Theory and Performance**. New York, NY: Wiley, 1951.
- CONCORDIA, C.; CRARY, S. B.; LYONS, J. M. Stability Characteristics of Turbine Generators. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, New York, NY, v.57, n.12, p.732–744, dec. 1938.
- CONCORDIA, C.; CRARY, S. B.; MAGINNISS, F. J. Long-Distance Power Transmission as Influenced by Excitation Systems. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, New York, NY, v.65, n.12, p.974–987, dec. 1946.
- CONRAD, L.; BURCH, R. **IEEE Recommended Practice for Measurement and Limits of Voltage Fluctuations and Associated Light Flicker on AC Power**



- Systems**. Piscataway, NJ: IEEE Power Engineering Society, 2005. 74 p. (IEEE Std. 1453-2004).
- CONTI, S.; RAITI, S.; TINA, G. Small-scale embedded generation effect on voltage profile: an analytical method. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, Hertford, Inglaterra, v.150, n.1, p.78–86, 2003.
- DEBLASIO, R.; CHALMERS, S. **IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. Piscataway, NJ: Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, 2003. 27 p., Reaffirmed 2008. (IEEE Std 1547-2003).
- DEBLASIO, R.; CHALMERS, S. **IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. Piscataway, NJ: Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, 2009. 219 p.
- DEMELLO, F.; CONCORDIA, C. Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, NY, v.PAS-88, n.4, p.316–329, 1969.
- DO BOMFIM, A. L. B.; TARANTO, G. N.; FALCAO, D. M. Simultaneous tuning of power system damping controllers using genetic algorithms. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.15, n.1, p.163–169, Feb. 2000.
- DUBÉ, L. **Users Guide to MODELS in ATP**. Portland, OR: Bonneville Power Administration, 1996.
- DUGAN, R. C.; SANTOSO, S.; MCGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. **Electrical Power Systems Quality**. New York, NY: McGraw-Hill Professional, 2002. 528p.
- EDWARDS, F. V.; DUDGEON, G. J. W.; MCDONALD, J. R.; LEITHEAD, W. E. Dynamics of distribution networks with distributed generation. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2000. **Proceedings...** Piscataway NJ: IEEE, 2000. v.2, p.1032–1037.
- EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, Suíça, v.71, n.2, p.119 – 128, 2004.
- FERRAZ, J. C. R.; MARTINS, N.; TARANTO, G. N. Simultaneous partial pole placement for power system oscillation damping control. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2001. **Proceedings...** Piscataway NJ: IEEE, 2001. v.3, p.1154–1159.

- FONTENEAU-BELMUDES, F.; ERNST, D.; DRUET, C.; PANCIATICI, P.; WEHENKEL, L. Consequence driven decomposition of large-scale power system security analysis. In: REP SYMP. BULK POWER SYSTEM DYNAMICS AND CONTROL (IREP) - VIII (IREP), 2010. **Proceedings...** Piscataway NJ: IEEE, 2010. p.1–8.
- FOOTE, C.; BURT, G.; WASIAK, I.; MIENSKI, R.; PAWELEK, R.; GBURCZYK, P.; THOMA, M. A Power-Quality Management Algorithm for Low-Voltage Grids With Distributed Resources. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, NJ, v.23, n.2, p.1055–1062, 2008.
- FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M.; MORELATO, A.; XU, W. Influence of excitation system control modes on the allowable penetration level of distributed synchronous generators. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Piscataway, NJ, v.20, n.2, p.474–480, 2005.
- FREITAS, W.; VIEIRA, J.; MORELATO, A.; SILVA, L. da; COSTA, V. da; LEMOS, F. Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.21, n.1, p.301–311, 2006.
- GARCIA, P.; PEREIRA, J.; CARNEIRO S., J.; COSTA, V. da; MARTINS, N. Three-phase power flow calculations using the current injection method. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.15, n.2, p.508–514, 2000.
- GIBBARD, M. J. Robust design of fixed-parameter power system stabilisers over a wide range of operating conditions. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.6, n.2, p.794–800, May 1991.
- GIBBARD, M. J.; VOWLES, D. J. Reconciliation of methods of compensation for PSSs in multimachine systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.19, n.1, p.463–472, Feb. 2004.
- GIBBARD, M. J.; VOWLES, D. J.; POURBEIK, P. Interactions between, and effectiveness of, power system stabilizers and FACTS device stabilizers in multimachine systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.15, n.2, p.748–755, May 2000.
- GIRGIS, A. A.; STEPHENS, J. W.; MAKRAM, E. B. Measurement and prediction of voltage flicker magnitude and frequency. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, NJ, v.10, n.3, p.1600–1605, 1995.
- GOMES JUNIOR, S. **Modelagem e métodos numéricos para análise linear de estabilidade eletromecânica, ressonância subsíncrona, transitórios eletromag-**

- néticos e desempenho harmônico de sistemas de potência.** 2002. Tese de Doutorado (Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- GOMEZ, J.; MORCOS, M. Specific energy concept applied to the voltage sag ride-through capability of sensitive equipment in DG embedded systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, NJ, v.18, n.4, p.1590–1591, 2003.
- GRANVILLE, S.; LINO, P.; RALSTON, F.; BARROSO, L. A.; PEREIRA, M. Recent advances of sugarcane biomass cogeneration in Brazil. In: IEEE POWER. ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING PES '09, 2009. **Proceedings...** Piscataway NJ: IEEE, 2009.
- HAJAGOS, L.; LEE, D. C. **IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.** Piscataway, NJ: IEEE Power Engineering Society, 2005. 95 p. (IEEE Std 421.5-2005).
- HARLEY, R. G.; MAKRAM, E. B.; DURAN, E. G. The effects of unbalanced networks on synchronous and asynchronous machine transient stability. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, Suíça, v.13, n.2, p.119–127, 1987.
- HEFFRON, W. G.; PHILLIPS, R. A. Effect of a Modern Amplidyne Voltage Regulator on Underexcited Operation of Large Turbine Generators. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers Part III Power Apparatus and Systems**, New York, NY, v.71, n.1, p.692–697, 1952.
- HERMUS, K. A review of signal subspace speech enhancement and its application to noise robust speech recognition. **Eurasip Journal on Advances in Signal Processing**, New York, NY, v.2007, p.1–15, 2007.
- HISKENS, I. A.; ALSEDDIQUI, J. Sensitivity, Approximation, and Uncertainty in Power System Dynamic Simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.21, n.4, p.1808–1820, 2006.
- HONG, Y.-Y.; LEE, L.-H. Stochastic voltage-flicker power flow. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, NJ, v.15, n.1, p.407–411, 2000.
- HUANG, B. **Stability of Distribution Systems with a Large Penetration of Distributed Generation.** 2006. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universität Dortmund, Dortmund, Alemanha.
- JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. **Embedded Generation.** London, Inglaterra: The Institution of Engineering and Technology, 2000. 292p.

- KAILATH, T.; SAYED, A. H.; HASSIBI, B. **Linear Estimation**. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 2000. 854p.
- KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. Boca Ratón, FL: CRC Press, 2002. 314p. (The Electric Power Engineering Series).
- KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S. D. **Analysis of Electric Machinery**. Piscataway, NJ: IEEE Press, 1995.
- KUIAVA, R.; RAMOS, R. A.; OLIVEIRA, R. V. de; BRETAS, N. G. An analysis of the potential impacts of electromechanical oscillations on the stability and power quality of distributed generation systems. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING - CONVERSION AND DELIVERY OF ELECTRICAL ENERGY IN THE 21ST CENTURY, 2008. **Proceedings...** Piscataway NJ: IEEE, 2008.
- KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York, NY: McGraw-Hill, 1994. 1176p.
- LARSEN, E. V.; SWANN, D. A. Applying Power System Stabilizers Part I: general concepts. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, NJ, n.6, p.3017–3024, June 1981.
- LARSEN, E. V.; SWANN, D. A. Applying Power System Stabilizers Part II: performance objectives and tuning concepts. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, NJ, n.6, p.3025–3033, June 1981.
- LARSEN, E. V.; SWANN, D. A. Applying Power System Stabilizers Part III: practical considerations. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, NJ, n.6, p.3034–3046, June 1981.
- LASSETER, R. H. MicroGrids. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2002. **Proceedings...** Piscataway NJ: IEEE, 2002. v.1, p.305–308.
- LASSETER, R. H. Microgrids and Distributed Generation. **Journal of Energy Engineering**, Reston, VA, v.133, n.3, p.144–149, 2007.
- MAHSEREDJIAN, J.; DINAHAHI, V.; MARTINEZ, J. Simulation Tools for Electromagnetic Transients in Power Systems: overview and challenges. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, NJ, v.24, n.3, p.1657–1669, 2009.
- MAKRAM, E. B.; ZAMBRANO, V. O.; HARLEY, R. G. Synchronous generator stability due to multiple faults on unbalanced power systems. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, Suíça, v.15, n.1, p.31–39, 1988.

- MAKRAM, E. B.; ZAMBRANO, V. O.; HARLEY, R. G.; BALDA, J. C. Three-phase modeling for transient stability of large scale unbalanced distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.4, n.2, p.487–493, 1989.
- MAREI, M. I.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. M. A. A novel control algorithm for the DG interface to mitigate power quality problems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, NJ, v.19, n.3, p.1384–1392, 2004.
- MARTINS, N.; QUINTÃO, P.; PINTO, H.; CASTRO, A. de; JR., S. G.; FERRAZ, J. A Small-Signal Stability Program Incorporating Advanced Graphical User Interface. In: VII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING (SEPOPE), 2000, Curitiba, Brazil. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2000.
- MELLO, F. P. de. **Dinâmica das Máquinas Elétricas – I**. Santa Maria, RS: Eletrobrás/UFSM, 1979.
- MEYER, S.; LIU, T.-H. **Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book**. Portland, OR: Bonneville Power Administration, 1998.
- MORSI, W. G.; EL-HAWARY, M. On the appropriate monitoring period for voltage flicker measurement in the presence of distributed generation. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, Suíça, v.79, n.4, p.557–561, 2009.
- NAGPAL, M.; PLUMPTRE, F.; FULTON, R.; MARTINICH, T. Dispersed generation interconnection-utility perspective. **IEEE Transactions on Industry Applications**, Piscataway, NJ, v.42, n.3, p.864–872, 2006.
- OGATA, K. **Engenharia de Controle Moderno**. Rio de Janeiro, RJ: Prentice-Hall, 2003.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede – Módulo 26: Modalidade de operação de usinas**. 2009.
- PAGOLA, F. L.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J.; VERGHESE, G. C. On sensitivities, residues and participations: Applications to oscillatory stability analysis and control. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.4, n.1, p.278–285, 1989.
- POURBEIK, P.; GIBBARD, M. J. Simultaneous coordination of power system stabilizers and FACTS device stabilizers in a multimachine power system for enhancing dynamic performance. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.13, n.2, p.473–479, May 1998.
- POURBEIK, P.; GIBBARD, M. J.; VOWLES, D. J. Proof of the Equivalence of Residues and Induced Torque Coefficients for Use in the Calculation of Eigenvalue Shifts. **IEEE Power Eng. Rev.**, Piscataway, NJ, v.22, n.1, p.58–60, Jan. 2002.

- PSS/E 32.0 User's Manual. Erlangen, Alemanha: Siemens PTI, 2009.
- RAMOS, R. A.; ALBERTO, L. F. C.; BRETAS, N. G. A new methodology for the coordinated design of robust decentralized power system damping controllers. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.19, n.1, p.444–454, Feb. 2004.
- RAMOS, R. A.; MARTINS, A. C. P.; BRETAS, N. G. An improved methodology for the design of power system damping controllers. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.20, n.4, p.1938–1945, Nov. 2005.
- ROY, R.; KAILATH, T. ESPRIT-estimation of signal parameters via rotational invariance techniques. **IEEE Transactions on Acoustics, Speech and Signal Processing**, Piscataway, NJ, v.37, n.7, p.984–995, 1989.
- RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. New York, NY: John Wiley & Sons, Inc., 2008.
- SALIM, R. H.; KUIAVA, R.; RAMOS, R. A.; BRETAS, N. G. Impact of Power Factor Regulation on Small-Signal Stability of Power Distribution Systems with Distributed Synchronous Generators. **European Transactions on Electrical Power**, Grécia, 2011. Aceito para publicação futura.
- SASTRY, S. **Nonlinear systems: Analysis, stability, and control**. New York, NY: Springer-Verlag, 1999.
- SAUER, P. W.; PAI, M. A. **Power System Dynamics and Stability**. New Jersey, NJ: Prentice Hall, 1998.
- SCHLEIF, F. R.; HUNKINS, H. D.; MARTIN, G. E.; HATTAN, E. E. Excitation Control to Improve Powerline Stability. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, NJ, n.6, p.1426–1434, June 1968.
- SHINJI, T.; YOKOYAMA, A.; HAYASHI, Y. Distributed generation in Japan. In: IEEE POWER. ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING PES '09, 2009. **Proceedings...** Piscataway NJ: IEEE, 2009.
- SOUZA MACHADO, C. F. de (Ed.). **Usinas termelétricas de pequeno porte no Estado de São Paulo**. 2.ed. São Paulo, SP: Comissão de Serviços Públicos de Energia, 2004.
- SUBBA-RAO, V.; LANGMAN, R. Analysis of Synchronous Machines under Unbalanced Operation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, NY, v.PAS-89, n.5, p.698–706, 1970.
- UCTE. **Final Report – System Disturbance on 4 November 2006**. [S.l.]: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, 2007.

- WALLING, R. A.; SAINT, R.; DUGAN, R. C.; BURKE, J.; KOJOVIC, L. A. Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, NJ, v.23, n.3, p.1636–1644, 2008.
- WANG, L.; JATSKEVICH, J.; DOMMEL, H. Re-examination of Synchronous Machine Modeling Techniques for Electromagnetic Transient Simulations. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.22, n.3, p.1221–1230, 2007.
- WANG, M.; ZHONG, J. Development of distributed generation in China. In: IEEE POWER. ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING PES '09, 2009. **Proceedings...** Piscataway NJ: IEEE, 2009.
- WESTERN ELECTRICITY COORDINATING COUNCIL. **WECC Approved Dynamic Model Library**. URL: <http://www.wecc.biz/library/WECC Documents/Documents for Generators/Generator Testing Program/Approved Dynamic Models January 2011.xls>.
- ZHANG, P.; COONICK, A. H. Coordinated synthesis of PSS parameters in multi-machine power systems using the method of inequalities applied to genetic algorithms. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, NJ, v.15, n.2, p.811–816, May 2000.





# Apêndices



## Apêndice A

---

# Sistemas de Distribuição Utilizados para Testes

---

Neste apêndice estão descritos todos os sistemas utilizados para fins de testes durante o desenvolvimento deste trabalho. Ao total foram utilizados três sistemas distintos, sendo que dois destes são simplificações de um mesmo sistema. Cada um destes recebeu uma denominação diferente para facilitar a leitura deste trabalho, e todos estão descritos a seguir.

### A.1 Sistema A

O sistema-teste A consiste em um SDEE localizado no interior do Estado de São Paulo e os seus dados foram originalmente publicados em (ABREU, 2005). Esta rede de distribuição é interligada ao sistema de transmissão nacional através da conexão com um sistema de subtransmissão de 138 kV, em 60 Hz, e o valor da potência de curto-circuito no ponto de conexão entre as redes de distribuição e de transmissão é de cerca de 2000 MVA. Este SDEE é interligado ao sistema de subtransmissão através de um transformador de três enrolamentos de 138/11,5/13,8 kV conectado em  $Y/\Delta/Y_g$ , sendo que o ponto de conexão com o sistema de subtransmissão foi considerado como referência angular do sistema, bem como um barramento infinito nos estudos dinâmicos. O diagrama unifilar de tal sistema está apresentado na Figura A.1. Com exceção da barra 603, que possui o nível de tensão rebaixado para 2,4 kV, todas as demais barras operam com um nível de tensão de 13,8 kV. O sistema é composto por 32 barras, 5 transformadores, e 27 seções de linha, totalizando 51 km em linhas de distribuição.

No sistema real, quatro turbogeradores estão conectados nas barras 601, 602 e 603, junto às maiores cargas. As potências instaladas nestas usinas variam de 1,5 a 5,5 MVA. Entretanto, para fins de testes estes geradores não foram representados nos sistemas, sendo que dependendo dos testes realizados um ou mais geradores foram conectados ao

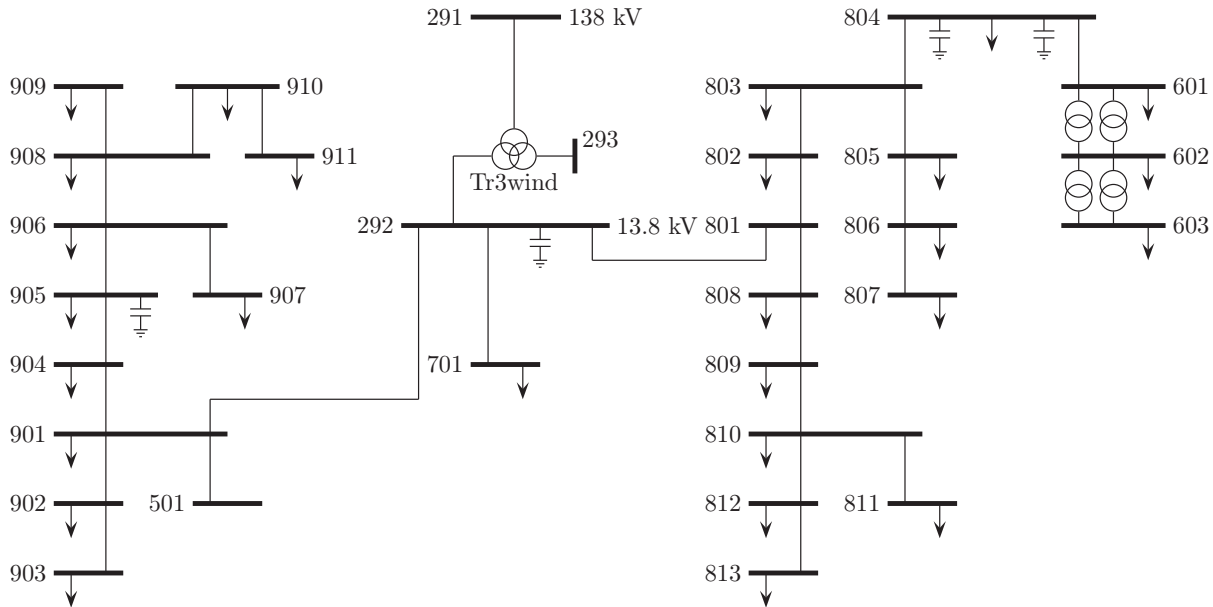


Figura A.1: Diagrama unifilar do sistema de testes A.

Tabela A.1: Sistema A – Dados das linhas

Barra 1	Barra 2	$R + j \cdot X$ [pu/km]	Distância [km]	Barra 1	Barra 2	$R + j \cdot X$ [pu/km]	Distância [km]
292	701	0,01+j0,02	0,25	908	910	0,08+j0,03	1,76
292	901	0,01+j0,02	1,75	910	911	0,08+j0,03	9,00
292	801	0,01+j0,02	0,01	801	802	0,01+j0,02	2,00
901	501	0,02+j0,03	0,01	802	803	0,01+j0,02	2,30
901	902	0,01+j0,02	3,65	803	804	0,01+j0,02	2,65
901	904	0,01+j0,02	0,33	804	601	0,00+j0,00	0,00
902	903	0,01+j0,02	4,40	803	805	0,08+j0,03	3,20
904	905	0,04+j0,03	0,55	805	806	0,08+j0,03	1,73
905	906	0,03+j0,03	0,13	806	807	0,08+j0,03	3,55
906	907	0,03+j0,03	0,75	801	808	0,01+j0,02	2,30
906	908	0,03+j0,03	0,30	808	809	0,01+j0,02	0,25
908	909	0,08+j0,03	1,42	809	810	0,01+j0,02	1,55

sistema. Tais conexões estão oportunamente descritas no decorrer do texto. Ainda, o caso base possui uma carga total de 10,48 MW e 2,51 MVar. Esta carga foi modelada como potência constante, exceto nos estudos realizados no ATP e nos estudos comparativos com o mesmo (modelo fasorial), onde o modelo adotado foi impedância constante, calculada para a tensão nominal do sistema (1,0 pu).

Os dados das linhas de distribuição estão apresentados na Tabela A.1, ao passo que os dados das cargas estão apresentados na Tabela A.2. Os dados dos transformadores são os seguintes ( $S_{base} = 10$  MVA):  $R = 0,0$  pu e  $X = 0,0565$  pu para TR1 (transformador entre as barras 601 e 602);  $R = 0,0$  pu e  $X = 0,0396$  pu para TR2 (transformador entre

Tabela A.2: Sistema A – Dados das cargas

Barra	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]	Barra	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]	Barra	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]
601	5,5	0,0	808	0,06	0,03	904	0,11	0,05
602	0,0	0,2	809	0,11	0,05	905	0,59	0,29
701	1,9	0,87	810	0,1	0,05	906	0,16	0,08
802	0,01	0,01	811	0,07	0,03	907	0,0	0,0
803	0,02	0,01	812	0,03	0,01	908	0,08	0,04
804	1,25	0,57	813	0,0	0,0	909	0,09	0,05
805	0,0	0,0	901	0,12	0,06	910	0,1	0,05
806	0,04	0,02	902	0,06	0,03			
807	0,05	0,02	903	0,0	0,0			

as barras 602 e 603); e para TR3WIND,  $R_{1-2} = R_{2-3} = R_{3-1} = 0,0$  pu,  $X_{1-2} = 0,0989$  pu,  $X_{2-3} = 0,057$  pu e  $X_{3-1} = 0,174$  pu.

Como mencionado anteriormente, somente um GSD foi representado nos testes. O GSD conectado ao sistema também foi retirado de (ABREU, 2005) e possui as seguintes características (em pu, na base de 10 MVA):  $H = 0,7$  s,  $X_d = 2,06$  pu,  $X_q = 2,5$  pu,  $X'_d = 0,398$  pu,  $X'_q = 0,3$  pu,  $X''_d = 0,254$  pu,  $X''_q = 0,254$  pu,  $X_l = 0,1$  pu,  $T'_{d0} = 7,8$  s,  $T'_{q0} = 3,0$  s,  $T''_{d0} = 0,066$  s,  $T''_{q0} = 0,075$  s. Em alguns dos casos estudados, o gerador foi representado por um modelo de quarta ordem, sendo que, neste caso, os parâmetros representados por " (constantes de tempo e impedâncias do período subtransitório) não se aplicam. As impedâncias de sequência zero e de sequência negativa são respectivamente de  $R_i^z + jX_i^z = 0,005 + j0,05$  pu e  $R_i^n + jX_i^n = 0,035 + j0,12$  pu. O valor da impedância de sequência negativa foi calculado a partir do modelo de dois eixos, de acordo com a formulação descrita em (MEYER; LIU, T.-H., 1998, Apêndice VI).

O modo de controle em que o GSD citado opera é o de controle de tensão, sendo que o modelo adotado foi o modelo estático IEEE ST2A (HAJAGOS; LEE, 2005), desprezando a compensação de carga e o carregamento do retificador, bem como a comutação. Tal AVR, cujo diagrama de blocos está apresentado na Figura 5.3, possui os seguintes parâmetros:  $K_a = 130$  pu,  $T_a = 0,15$  s,  $T_e = 0,50$  s,  $K_e = 1$  pu,  $K_f = 0,05$  pu,  $T_f = 1$  s. Em algumas simulações, este AVR foi ainda mais simplificado, resultado no chamado regulador com ação e excitatriz rápida, cujo modelo foi originalmente apresentado em (HEFFRON; PHILLIPS, 1952). Neste modelo, somente os parâmetros  $K_a$  e  $T_a$  se aplicam. O diagrama de blocos de tal AVR está apresentado na Figura 5.4.

Em algumas das simulações e estudos realizados, ainda foi considerado o efeito da dinâmica do regulador de velocidade e da turbina do gerador, através do modelo apresentado na forma de diagrama de blocos na Figura 5.2. No caso da representação de tal equipamento, os dados utilizados foram os seguintes (ABREU, 2005):  $R = 0,05$  pu,  $T_t = 0,05$  s,  $T_{v1} = 0,0$  s,  $T_{v2} = 5,0$  s,  $D_T = 0,0$  pu.

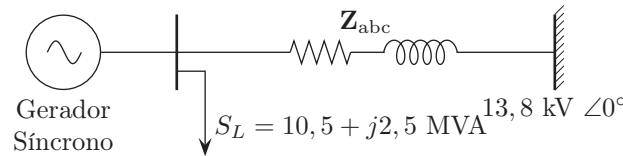


Figura A.2: Diagrama unifilar do sistema de testes B.

## A.2 Sistema B

O sistema-teste B é um sistema que foi obtido a partir do sistema-teste A. Ele não constitui efetivamente um equivalente do mesmo, mas sim um sistema fictício cujos dados foram estimados a partir dos dados do sistema-teste A. Tal operação foi realizada de modo a facilitar a avaliação do efeito do desequilíbrio no desempenho dinâmico de um SDEE com GSD. As simplificações realizadas no sistema-teste A e que deram origem ao sistema-teste B, cujo diagrama unifilar está apresentado na Figura A.2 foram as seguintes:

- A gerador síncrono distribuído foi considerado conectado à barra 807 do sistema-teste A e injetando uma potência ativa total de 10 MW;
- A carga total do sistema-teste A foi considerada conectada neste mesmo barramento (807);
- Todas as outras linhas do sistema que não conectam o barramento 807 diretamente à barra 291 foram desprezadas;
- Tanto a impedância do transformador de distribuição como do equivalente da transmissão foram agregados diretamente na impedância da linha equivalente obtida;
- Todos modelos estáticos e dinâmicos do sistema-teste A foram mantidos para este sistema.

Nota-se que, pelas modificações realizadas no sistema-teste A, o sistema-teste B não pode ser considerado um equivalente do mesmo, mas somente um sistema fictício com propriedades parecidas com aquelas do sistema-teste A. Na forma final do sistema-teste B, é possível alterar somente uma carga do sistema para obter um desequilíbrio equivalente de toda a carga no sistema, o que facilita os estudos envolvendo desequilíbrio da carga.

## A.3 Sistema C

O sistema-teste C é exatamente igual ao sistema-teste B, com exceção da carga, que não foi conectada diretamente ao barramento do gerador, mas a 90% da impedância total da linha que conecta o barramento infinito ao GSD (excluindo a impedância do equivalente da transmissão e do transformador de distribuição). Tal modificação foi realizada devido

ao fato de que algumas metodologias desenvolvidas no decorrer deste trabalho não foram concebidas para barramentos contendo tanto geração como carga.





## Apêndice B

---

# Cálculo das Condições Iniciais do Modelo Fasorial Proposto

---

De posse do módulo e da fase das tensões em todas as barras do sistema, sendo estas calculadas através do cálculo do fluxo de potência, é possível calcular as condições iniciais para o modelo completo, descrito pelo sistema de equações algébrico-diferenciais não-lineares apresentado no Capítulo 5. Na verdade, este cálculo é bastante parecido ao descrito por SAUER; PAI (1998), sendo que a diferença está no fato de que as equações elétricas do gerador estão presentes unicamente no circuito de sequência positiva. A seguir é apresentado o procedimento para o cálculo das variáveis algébricas e de estado que constituem a condição inicial utilizada no início das simulações não-lineares, sem explicitar todas as equações necessárias para tanto:

- 1) Cálculo da potência na saída de cada gerador, utilizando as tensões calculadas no fluxo de potência e os parâmetros do sistema;
- 2) Cálculo da corrente na saída de cada fase do gerador, a partir das suas tensões e potências previamente calculadas;
- 3) Cálculo das correntes e tensões de sequência positiva e negativa de cada gerador;
- 4) Cálculo de  $\delta_i$ , através de:

$$\delta_i = \text{ângulo} \left[ V_i^p e^{j\theta_i^p} + (R_i^s + jx_{qi}) \cdot I_i^p \right] \quad (\text{B.1})$$

- 5) Cálculo de  $I_{d_i}$ ,  $I_{q_i}$ ,  $V_i^d$ , e  $V_i^q$  para cada máquina, como sendo:

$$I_{d_i} + jI_{q_i} = I_i^p e^{j(-\delta_i + \pi/2)} \quad (\text{B.2})$$

$$V_i^d + jV_i^q = V_i^p e^{j(\theta_i^p - \delta_i + \pi/2)} \quad (\text{B.3})$$

- 6) Cálculo de  $E'_{q_i}$  e  $E'_{d_i}$  a partir de (5.1) e (5.4), fazendo as derivadas iguais a zero;

- 7) Cálculo de  $E_{fd_i}$  a partir de (5.2), fazendo as derivadas iguais a zero;
- 8) Cálculo das condições de equilíbrio dos sistemas de controle, tomando as equações diferenciais de cada um e fazendo as derivadas iguais a zero.