

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores



**DESENVOLVIMENTO DE SISTEMAS ROBUSTOS DE ESTABILIZAÇÃO DE
OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA ELÉCTRICA PARA UTILIZAR EM REDES COM
GRANDE INTEGRAÇÃO DE PRODUÇÃO EÓLICA**

Ângelo Miguel de Oliveira Mendonça

Mestre em Engenharia Electrotécnica
pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Dissertação submetida para obtenção do grau de Doutor
em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
(Área de especialização de Energia)

Dissertação realizada sob a supervisão de
Professor Doutor João Abel Peças Lopes
(Professor Associado com Agregação da Faculdade de
Engenharia da Universidade do Porto)

Porto, Abril de 2008

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito da bolsa de investigação concedida pela FCT – Fundação para a Ciência e a Tecnologia – com referência SFRH/BD/18469/2004, financiada pelo POS_C – Desenvolver Competências – Medida 1.2.

A investigação foi realizada na Unidade de Sistemas de Energia do INESC Porto – Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar a minha gratidão a todas as pessoas que me incentivaram a iniciar este trabalho e que de alguma forma contribuíram para a sua realização.

Em primeiro lugar quero agradecer ao meu orientador, Professor Doutor João Abel Peças Lopes, o tempo dedicado a acompanhar este trabalho e a transmissão de importantes conhecimentos técnicos e científicos. Estou especialmente grato pelo entusiasmo e optimismo contagiante, que foram fundamentais para ultrapassar os obstáculos que foram surgindo ao longo do percurso.

Queria também agradecer aos meus colegas Rogério Almeida e Pedro Marques, que deram uma ajuda fundamental na implementação dos modelos dos aerogeradores no programa PSS^{TME}. Estou também grato ao Professor Vladimiro Miranda, ao Nuno Fonseca e ao Hrvoje Keko, que desenvolveram os algoritmos de optimização com EPSO e tornaram possível a sua utilização neste trabalho, e à Professora Maria Helena Vasconcelos pela troca de ideias e sugestões.

Gostaria ainda de mencionar os meus colegas da Unidade de Sistemas de Energia do INESC Porto que sempre se mostraram disponíveis para contribuir para a realização deste trabalho com sugestões e comentários.

Por fim, agradeço à FCT o apoio prestado através da bolsa de doutoramento e ao INESC Porto a disponibilização dos recursos que o tornaram possível esta dissertação.

RESUMO

Esta dissertação aborda os problemas relacionados com a integração de produção eólica nos sistemas eléctricos e o seu impacto nos níveis de amortecimentos das oscilações que podem ocorrer naturalmente durante a sua operação. Atendendo ao crescimento recente da integração de produção eólica nos sistemas e à evolução previsível para os próximos anos é expectável que o seu impacto venha a reduzir o nível de amortecimento das oscilações electromecânicas em algumas configurações de exploração do sistema, nomeadamente quando ocorrem situações de congestionamento de linhas electricamente fracas. Nestes casos é necessário identificar soluções robustas para melhorar o amortecimento das oscilações que podem ocorrer nos sistemas.

A solução tradicional para melhorar o amortecimento consiste em instalar um estabilizador em geradores síncronos. No entanto, a grande flexibilidade de controlo dos novos sistemas de conversão eólica que utilizam conversores electrónicos torna também possível explorar a sua presença nas redes para melhorar o amortecimento do sistema.

Tendo em conta estes aspectos relativos à integração de produção eólica em grande escala, o trabalho apresentado nesta dissertação procura contribuir para um melhor conhecimento do problema através do desenvolvimento de modelos linearizados dos sistemas de conversão eólica, avaliação do seu impacto nos modos de oscilação, desenvolvimento de estabilizadores para equiparem os aerogeradores assíncronos duplamente alimentados e definição de uma metodologia para efectuar o dimensionamento robusto destes controladores.

ABSTRACT

This thesis discusses the problems related to large scale integration of wind power production and its impact on the damping levels of the oscillations that may occur in power systems. Considering the recent increase of wind power integration in the systems and the foreseeable development for the coming years, it is expected that its impact will reduce the damping levels of the electromechanical oscillations in some operating configurations of the system, particularly when situations that lead to congestion of electrically weak lines occur. In these cases it is necessary to identify robust solutions to improve the damping of the oscillations.

The traditional solution to improve damping consists of installing a stabilizer in synchronous generators. However, the large flexibility of control of the new wind power conversion systems using electronic converters also allows exploiting its presence in the grids to improve the damping of the system.

Given these aspects related to large scale integration of wind power production, the work presented in this theses aims to contribute to a better understanding of the problem by developing linearized models of wind power conversion systems, assessing their impact on the modes of oscillation, developing stabilizers to install in doubly fed induction generators and defining a methodology to robustly tune the controllers.

RESUME

Cette thèse présente les problèmes liés à l'intégration à grande échelle de la production d'énergie éolienne et de son impact sur les niveaux de l'amortissement des oscillations qui peuvent se produire dans les systèmes de puissance. Compte tenu de l'augmentation de l'intégration de l'énergie éolienne dans les systèmes de puissance et l'évolution prévisible pour les prochaines années, on attend que le niveau de l'amortissement des oscillations électromécaniques pourra se réduire dans certaines configurations de fonctionnement du système, en particulier dans les situations qui conduisent à des congestionnements des lignes électriques. Dans ces cas, il est nécessaire d'identifier des solutions pour améliorer l'amortissement des oscillations qui peuvent se produire dans le système.

Étant donné la grande flexibilité de contrôle des nouveaux systèmes de conversion d'énergie éolienne, en utilisant des convertisseurs électroniques, sa présence dans les réseaux peut être exploitée pour améliorer l'amortissement du système.

Compte tenu de ces aspects, le travail présenté dans cette thèse vise à contribuer à une meilleure compréhension du problème par le développement de modèles linéarisés des systèmes de conversion d'énergie éolienne, à l'évaluation de leur impact sur les modes d'oscillation, et au développement des stabilisateurs spécifique pour équiper l'aérogénérateur d'induction doublement alimenté, ainsi que à la définition d'une méthodologie pour produire un solide réglage des contrôleurs.

ÍNDICE

Capítulo 1	Introdução	25
1.1	Considerações Gerais	25
1.2	Objectivos da Investigação	28
1.3	Estrutura da Dissertação	29
Capítulo 2	Integração de Produção Eólica e Estabilidade para Pequenas Perturbações	31
2.1	Introdução.....	31
2.2	Produção Eólica.....	32
2.2.1	Evolução da Integração de Produção Eólica.....	32
2.2.2	Tipos de Sistemas de Conversão	37
2.3	Estabilidade para Pequenas Perturbações.....	39
2.3.1	Tipos de Problemas de Estabilidade	39
2.3.2	Evolução dos Problemas de Estabilidade para Pequenas Perturbações	42
2.3.3	Impacto da Integração de Produção Eólica nos Níveis de Amortecimento	44
2.4	Análise Modal	46
2.5	Formas de Melhorar o Amortecimento	49
2.5.1	PSS Instalados em Geradores Síncronos	50
2.5.2	PSS Instalados em FACTS	50
2.5.3	PSS Instalados em DFIG	52
2.6	Tipos de Estabilizadores.....	53
2.6.1	Estabilizadores Clássicos.....	54
2.6.2	Estabilizadores de Parâmetros Variáveis.....	55
2.6.3	Estabilizadores com Sinais Globais.....	57
2.7	Dimensionamento de Estabilizadores.....	59
2.7.1	Coefficientes de Sensibilidade	59
2.7.2	Controlo Robusto.....	63
2.7.3	Colocação de Pólos com Meta-heurísticas	64
2.7.4	Minimização do Erro Quadrático	68

2.8	Conclusão	68
Capítulo 3 Modelos de Sistemas de Conversão de Energia Eólica para Pequenas Perturbações 71		
3.1	Introdução.....	71
3.2	Caracterização Geral do Modelo de um Aerogerador	73
3.3	Aerogerador de Indução Convencional	75
3.3.1	Gerador de Indução e Veio Mecânico	75
3.3.2	Modelo para Estudos de Estabilidade para Pequenas Perturbações.....	77
3.4	Aerogerador de Indução Duplamente Alimentado	80
3.4.1	Gerador de Indução Duplamente Alimentado	80
3.4.2	Equação do Movimento do Rotor	82
3.4.3	Turbina Eólica	83
3.4.4	Estratégia de Controlo	84
3.4.5	Modelo para Estudos de Estabilidade para Pequenas Perturbações.....	91
3.5	Aerogerador Síncrono de Velocidade Variável.....	97
3.6	Conclusão	98
Capítulo 4 Sistemas de Estabilização Auxiliares 99		
4.1	Introdução.....	99
4.2	Impacto da Integração de Produção Eólica	100
4.3	PSS Instalados em DFIG	106
4.4	PSS Instalados em FACTS.....	117
4.5	Conclusão	120
Capítulo 5 Dimensionamento Robusto de Estabilizadores 123		
5.1	Introdução.....	123
5.2	Formulação do Problema.....	124
5.2.1	Especificação do Amortecimento	124
5.2.2	Variação da Frequência dos Modos de Oscilação	124
5.2.3	Análise da Variação do Amortecimento e Frequência dos Modos	125
5.2.4	Gama de Valores dos Parâmetros dos PSS	126
5.3	Coordenação das Acções de Controlo	127
5.4	Ajuste dos Parâmetros dos Estabilizadores	128
5.4.1	Minimização da Soma do Ganho dos PSS.....	129
5.4.2	Maximização do Amortecimento.....	130

5.4.3	Minimização da Soma do Ganho e da Compensação de Fase dos PSS.....	131
5.5	Algoritmo de Optimização (EPSO).....	132
5.6	Metodologia para Ajuste Robusto dos Estabilizadores	134
5.6.1	Identificação e Selecção dos Modos de Oscilação.....	135
5.6.2	Análise das Possíveis Acções de Controlo	135
5.6.3	Ajuste dos Parâmetros dos Estabilizadores	136
5.6.4	Validação dos Resultados	136
5.7	Conclusão	142
Capítulo 6	Exemplos de Dimensionamento Robusto de Estabilizadores.....	145
6.1	Introdução.....	145
6.2	Caracterização do Sistema de Três Áreas.....	146
6.3	Dimensionamento dos PSS	147
6.3.1	Sem Produção Eólica.....	148
6.3.2	Com Produção Eólica	150
6.4	Selecção de uma Estratégia	160
6.5	Dimensionamento Robusto dos PSS	160
6.5.1	Geração dos Cenários a Estudar	161
6.5.2	Identificação dos Cenários mais Desfavoráveis	161
6.5.3	Sem Produção Eólica.....	164
6.5.4	Com Produção eólica.....	169
6.6	Dimensionamento de um PSS Adaptativo.....	178
6.6.1	Caracterização do PSS.....	179
6.6.2	Identificação do Problema	180
6.6.3	Geração do Conjunto de Dados	180
6.6.4	Projecto do Classificador	181
6.6.5	Avaliação de Desempenho	182
6.7	Selecção de uma Estratégia Robusta	187
6.8	Aplicação em Redes de Grande Dimensão.....	188
6.9	Conclusão	189
Capítulo 7	Conclusões	191
7.1	Principais Contribuições.....	191
7.2	Perspectivas de Desenvolvimento	193
Anexo A	Conceitos Fundamentais para Análise de Sistemas Lineares	203

A.1	Linearização das Equações de Estado	203
A.2	Modos de oscilação	205
A.3	Vectores Próprios	206
A.4	Factores de participação	207
A.5	Observabilidade e Controlabilidade	207
A.6	Resíduos	207
A.7	Análise em Frequência e no Domínio do Tempo	208
Anexo B	Modelização de SEE em Estudos de Estabilidade para Pequenas Perturbações	209
B.1	Modelização dos Geradores	209
B.2	Modelização da Rede	210
B.3	Matriz de Estado de um Sistema	213
Anexo C	Dados dos Geradores e dos Sistemas de Teste.....	215
C.1	Gerador Síncrono (GS).....	215
C.2	Aerogerador de Indução Convencional (GA).....	216
C.3	Aerogerador Duplamente Alimentado (DFIG).....	217
C.4	Sistema de Três Áreas	219
Anexo D	Aplicação para Análise Modal (PSS_DIM)	223
D.1	Interface com o Utilizador.....	223
D.2	Cálculo dos Modos de Oscilação	224
D.3	Ajuste dos Estabilizadores.....	225
D.4	Evolução Temporal e Análise de Frequência	227
Anexo E	EPSO – Evolutionary Particle Swarm Optimization.....	231

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Evolução da potência instalada para produção eólica e projecção para 2010: a) a nível mundial e b) em Portugal.	33
Figura 2.2 – Tipos de tecnologia de conversão eólica a) gerador de indução, b) gerador assíncrono duplamente alimentado e c) gerador síncrono de velocidade variável.	35
Figura 2.3 – Quota dos tipos de tecnologia de conversão eólica: a) evolução do mercado mundial no período 1998-2002 [12] e b) mercado português [14].	36
Figura 2.4 – Classificação da estabilidade de um SEE [19].	40
Figura 2.5 – Diferentes tipos de modos de oscilação [2].	41
Figura 2.6 – Diagrama de blocos ilustrando a acção de um PSS [5].	50
Figura 2.7 – Diagrama de blocos do modelo de um SVC.	51
Figura 2.8 – Diagrama de blocos do modelo de um STATCOM.	51
Figura 2.9 – Diagrama de blocos do modelo de um TCSC.	51
Figura 2.10 – Diagrama de blocos do controlador FMAC [7].	53
Figura 2.11 – Configuração de um estabilizador clássico.	54
Figura 2.12 – Configuração de um estabilizador do tipo deltaP – Omega.	55
Figura 2.13 – Configuração de alguns tipos de PSS avançados: a) Tabela adaptativa (simplificado) [2], b) Estabilizador auto-adaptativo [36], c) PSS neurofuzzy [37], d) estabilizador ANFIS [38].	56
Figura 2.14 – Arquitectura geral do sistema de controlo com sinais globais.	58
Figura 2.15 – Ilustração das etapas do dimensionamento de um PSS através do resíduo.	61
Figura 2.16 – Esquema geral de controlo.	64
Figura 2.17 – Região admissível no plano complexo para os novos modos de oscilação.	65
Figura 3.1 – Esquema geral de um modelo de um aerogerador de velocidade variável.	73
Figura 3.2 – Validação da linearização do modelo do aerogerador de indução: Modelo não linear implementado no PSS ^{TME} (-), modelo linear implementado no MATLAB (--).	79
Figura 3.3 – Coeficiente de potência C_p em função do factor λ e ângulo de <i>pitch</i> β	84
Figura 3.4 – Esquema geral do controlo do DFIG.	85
Figura 3.5 – Diagrama de blocos das equações internas da máquina.	87
Figura 3.6 – Esquema geral das malhas de controlo do conversor ligado ao rotor.	88
Figura 3.7 – Curva óptima de extracção de potência com $\beta = 0$	89
Figura 3.8 – Esquema genérico do controlo de <i>pitch</i>	91

Figura 3.9 – Representação vectorial das condições de operação do DFIG.	95
Figura 3.10 – Validação da linearização do modelo do aerogerador do tipo DFIG: Modelo não linear implementado no PSS ^{TME} (-), modelo linear implementado no MATLAB (--).	97
Figura 4.1 – Dois geradores ligados a um barramento de potência infinita.	101
Figura 4.2 – Factores de participação e <i>mode shape</i> do modo electromecânico para o cenário de operação com aerogerador do tipo DFIG.	103
Figura 4.3 – Dois geradores e um STATCOM ligados a um barramento de potência infinita.	104
Figura 4.4 – Factores de participação e <i>mode shape</i> do modo electromecânico para o cenário de operação com gerador de indução e STATCOM.	105
Figura 4.5 – Esquema geral de um PSS instalado num aerogerador do tipo DFIG.	107
Figura 4.6 – Resíduo de várias funções de transferência.	108
Figura 4.7 – Esquema geral das malhas de controlo do conversor ligado ao rotor com sinal do PSS.	109
Figura 4.8 – Configuração de um estabilizador clássico.	110
Figura 4.9 – Diagrama de Bode da compensação de fase do PSS dimensionado.	113
Figura 4.10 – Evolução dos modos de oscilação em função do ganho do PSS: $K_S = 0$ ($\square$), $K_S = 1$ ($\circ$). ...	114
Figura 4.11 – Potência eléctrica sem PSS (-) e com PSS (--).	115
Figura 4.12 – Variação do amortecimento e frequência com a potência activa injectada: sem PSS (-) e com PSS (--).	116
Figura 4.13 – Variação do resíduo da função de transferência V_t/v_{qr} com a potência activa.	116
Figura 4.14 – Variação do amortecimento e frequência com o número de aerogeradores: sem PSS (-) e com PSS (--).	117
Figura 4.15 – Variação do resíduo da função de transferência V_t/v_{qr} com o número de aerogeradores.	117
Figura 4.16 – Resíduos para os PSS a instalar nos FACTS.	118
Figura 4.17 – Potência eléctrica sem PSS (-) e com PSS (--).	120
Figura 5.1 – Resposta de um sistema de segunda ordem a um degrau. Frequência natural de 1 Hz e 0.5 Hz e amortecimento de 5, 10, 15 e 30%.	125
Figura 5.2 – Diagrama de Bode do PSS dimensionado com os vários métodos. Dimensionamento com sensibilidades ($\square$), minimização do ganho (*), maximização do amortecimento ($\diamond$) e minimização da soma do ganho e da compensação de fase ($\times$).	134
Figura 5.3 – Resíduos da função de transferência V_t/v_{qr}	139
Figura 5.4 – Amortecimento e frequência do modo electromecânico.	139
Figura 5.5 – Diagrama de Bode dos PSS dimensionados. Dimensionamento com sensibilidades para o cenário de operação do Exemplo 4.1 ($\square$), dimensionamento robusto para todos os cenários (*). ...	140
Figura 5.6 – Mapa de pólos sem e com PSS instalado na DFIG. Sem PSS ($\times$), com PSS ajustado para o cenário 7 ($\circ$) e com PSS ajustado em simultâneo para todos os cenários ($\diamond$).	141
Figura 5.7 – Potência eléctrica sem PSS (-) e com PSS (--).	141
Figura 5.8 – Potência eléctrica sem PSS (-) e com PSS (--).	142
Figura 6.1 – Esquema unifilar do sistema de “Três áreas”.	146

Figura 6.2 – <i>Mode shape</i> dos modos de oscilação electromecânicos.	149
Figura 6.3 – Factores de participação dos modos de oscilação electromecânicos.	150
Figura 6.4 – <i>Mode shape</i> dos modos de oscilação electromecânicos.	152
Figura 6.5 – Factores de participação dos modos de oscilação electromecânicos.	153
Figura 6.6 – Resíduos dos geradores 12 e 17 para os modos de oscilação electromecânicos, função de transferência V_t/v_{qr}	156
Figura 6.7 – Mapa de pólos sem e com PSS instalados nos GS. Sem produção eólica.	158
Figura 6.8 – Resultados da simulação dos geradores síncronos: sem produção eólica (-), sem PSS instalados nas máquinas DFIG (--), e com PSS instalados nas máquinas DFIG (•••).	159
Figura 6.9 – Resultados da simulação dos aerogeradores do tipo DFIG: sem PSS instalados nas máquinas DFIG (-) e com PSS instalados nas máquinas DFIG (--).	159
Figura 6.10 – Fluxograma da heurística utilizada para selecção dos cenários.	163
Figura 6.11 – Mapa de pólos sem produção eólica: sem PSS (x) e com PSS-E (o).	167
Figura 6.12 – Resultados da simulação de um degrau em V_{ref} sem PSS (-) e com PSS-E (--).	167
Figura 6.13 – Resultados da simulação de um curto-circuito sem PSS (-) e com PSS-E (--).	168
Figura 6.14 – Mapa de pólos com produção eólica sem PSS.	170
Figura 6.15 – Mapa de pólos com produção eólica com PSS-E.	170
Figura 6.16 – Mapa de pólos (Estratégia F).	172
Figura 6.17 – Resultados da simulação de um degrau em V_{ref} com PSS-E (-) e com PSS-F (--).	173
Figura 6.18 – Resultados da simulação de um curto-circuito com PSS-E (-) e com PSS-F (--).	173
Figura 6.19 – Mapa de pólos (Estratégia G).	176
Figura 6.20 – Resultados da simulação de um curto-circuito com PSS-E (-) e com PSS-G (--).	177
Figura 6.21 – Resultados da simulação de um degrau em V_{ref} com PSS-E (-) e com PSS-G (--).	178
Figura 6.22 – Estabilizador adaptativo.	179
Figura 6.23 – Mapa de pólos com PSS adaptativo de parâmetros programados.	185
Figura 6.24 – Resultados da simulação de um curto-circuito com PSS-G (-) e com PSS-H (--).	186
Figura 6.25 – Resultados da simulação de um degrau em V_{ref} com PSS-G (-) e com PSS-H (--).	187
Figura B.1 – Diagrama vectorial das grandezas de uma máquina síncrona.	212
Figura C.1 – Diagrama de blocos do modelo de um regulador de tensão tipo 1 do IEEE.	216
Figura C.2 – Diagrama de blocos do modelo do STATCOM.	217
Figura C.3 – Curva de potência do aerogerador do tipo DFIG (660 kW).	219
Figura C.4 – Esquema unifilar do sistema “Três áreas”	219
Figura D.1 – Janela da interface principal do programa.	224
Figura D.2 – Janela de visualização dos modos de oscilação.	225
Figura D.3 – Janela da interface para ajuste dos PSS.	226
Figura D.4 – Janela da interface para simulação no domínio do tempo.	228
Figura D.5 – Janela da interface para análise em frequência.	228
Figura D.6 – Janela de resultados de uma simulação no domínio do tempo.	229

Figura E.1 – Movimento de um indivíduo influenciado pela inércia, memória e cooperação.	233
--	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Modos de oscilação – aerogerador do tipo DFIG	102
Tabela 4.2 – Modos de oscilação – aerogerador de indução	105
Tabela 4.3 – Modos de oscilação – aerogerador do tipo DFIG com PSS	113
Tabela 4.4 – Modos de oscilação – STATCOM com PSS	119
Tabela 5.1 – Amortecimento do modo electromecânico e parâmetros do PSS	133
Tabela 5.2 – Caracterização dos cenários estudados	137
Tabela 5.3 – Valor dos parâmetros do PSS	139
Tabela 6.1 – Modos de oscilação electromecânicos sem produção eólica	148
Tabela 6.2 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia A)	150
Tabela 6.3 – Modos de oscilação electromecânicos com produção eólica	151
Tabela 6.4 – Modos de oscilação electromecânicos (Estratégia B)	154
Tabela 6.5 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia B)	154
Tabela 6.6 – Modos de oscilação electromecânicos (Estratégia C)	155
Tabela 6.7 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia C)	155
Tabela 6.8 – Modos de oscilação electromecânicos (Estratégia D)	157
Tabela 6.9 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia D)	157
Tabela 6.10 – Estratégias para aumentar o amortecimento dos modos electromecânicos	160
Tabela 6.11 – Caracterização dos piores casos para o ajuste dos PSS (E)	166
Tabela 6.12 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia E)	166
Tabela 6.13 – Caracterização dos piores casos para o ajuste dos PSS (Estratégia F)	171
Tabela 6.14 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia F)	171
Tabela 6.15 – Caracterização dos piores casos para o ajuste dos PSS (Estratégia G)	175
Tabela 6.16 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia G)	175
Tabela 6.17 – Caracterização dos piores casos para o ajuste dos PSS (Estratégia H)	184
Tabela 6.18 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia H)	184
Tabela 6.19 – Estratégias robustas para melhorar o amortecimento	188
Tabela C.1 – Parâmetros do gerador síncrono e regulador de tensão	215
Tabela C.2 – Parâmetros do gerador de indução convencional	216
Tabela C.3 – Parâmetros do STATCOM	217
Tabela C.4 – Parâmetros dos aerogeradores duplamente alimentados	217
Tabela C.5 – Ganhos dos controladores PI do conversor ligado ao rotor	218

Tabela C.6 – Dados dos barramentos	220
Tabela C.7 – Dados dos ramos	221
Tabela C.8 – Escalonamento dos geradores síncronos e aerogeradores	221
Tabela C.9 – Construção dos cenários de operação estudados.....	222
Tabela D.1 – Designação dos tipos de modos de oscilação.....	225
Tabela D.2 – Métodos implementados para ajuste de parâmetros de estabilizadores	227

LISTA DE ABREVIATURAS

DC – Direct Current (Corrente Contínua)
DFIG – Doubly Fed Induction Generator
EPSO – Evolutionary Particle Swarm Optimization
FACTS – Flexible AC Transmission Systems
IGBT – Insulated Gate Bipolar Transistor
PI – Proporcional – Integral
PSS – Power System Stabilizer (Estabilizador)
PWM – Pulse Width Modulation
GS – Gerador Síncrono
SEE – Sistema Eléctrico de Energia
TCSC – Thyristor Control Series Compensator
STATCOM – Static Synchronous Compensator
SVC – Static Var Compensator
WAM – Wide Area Measurement
PMU – Phasor Measurement Units

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A crescente preocupação com questões ambientais, dependência energética e evolução dos preços da energia tem impulsionado o desenvolvimento da produção de electricidade a partir de fontes renováveis. Consequentemente, os operadores dos sistemas têm sido pressionados para aumentarem a integração nas redes de centrais de produção a partir de fontes renováveis, em particular a partir da energia eólica.

A produção de electricidade a partir de fontes renováveis tem vindo a colocar aos operadores das redes novos desafios, quer resultantes das características da fonte de energia primária e do tipo de tecnologia de conversão, quer devido às modificações na operação das redes que a inclusão dessa nova produção implica. Em qualquer das situações, os operadores do sistema mantêm a incumbência de fornecer electricidade aos consumidores garantindo a qualidade de serviço requerida e níveis adequados de segurança de exploração, o que implica a manutenção da estabilidade do sistema.

Genericamente, a estabilidade de um sistema refere-se à capacidade de manter a operação em condições adequadas após a ocorrência de uma perturbação. Os problemas de estabilidade podem ter diferentes origens. Por exemplo, amortecimento insuficiente, perda de sincronismo ou colapso de tensão. No caso particular da estabilidade para pequenas perturbações, a causa mais frequente de problemas é a insuficiência de binário amortecedor, que se traduz em oscilações pouco amortecidas no rotor das máquinas síncronas [1]. Este problema é há muito conhecido, sendo habitualmente originado pelas

características dos sistemas de controlo dos geradores e pela tentativa de transmitir quantidades elevadas de potência através de linhas electricamente fracas [2].

A avaliação do impacto da integração em larga escala de energia eólica, e em particular o impacto de tal situação nos níveis de amortecimento das oscilações, é por isso de extrema importância. Os trabalhos já realizados apontam para a existência, de facto, de alguns impactos que podem depender de factores como a configuração da rede ou o tipo de tecnologia de conversão eólica. Dependendo das condições de operação, a integração de produção eólica pode então conduzir a uma melhoria dos níveis de amortecimento [3] ou a uma redução [4].

Um dos casos identificados que conduz a uma diminuição do amortecimento consiste na ligação de produção eólica numa área de uma rede, substituindo produção convencional noutra área, contribuindo assim para o congestionamento de linhas de interligação. Esta situação poderá vir a ocorrer, por exemplo, no Norte da Europa ou no Reino Unido, com o desenvolvimento da produção eólica *offshore*. A existência de excedentes de produção em algumas áreas pode nestes casos conduzir a um aumento das trocas de potência entre redes insuficientemente interligadas, originando oscilações pouco amortecidas entre áreas de controlo.

Nos casos em que o amortecimento seja insatisfatório devem ser equacionadas medidas para o melhorar. A solução tradicional para introduzir amortecimento nas redes consiste na instalação de estabilizadores, designados na literatura anglo-saxónica de *Power System Stabilizers* (PSS). Um PSS consiste num controlador, que pode assumir diversas configurações, mais ou menos complexas. Na sua forma mais simples, também a mais habitual, trata-se de um controlador de avanço/atraso que actua no sistema de excitação de um gerador síncrono de forma a criar um binário amortecedor proporcional ao desvio de velocidade [5]. Todavia, outros componentes, como dispositivos do tipo *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS), podem também ser equipados com PSS e utilizados para este fim de uma forma muito semelhante [2][5].

Mais recentemente, e procurando tirar partido, por um lado da crescente integração de produção eólica nos sistemas, e por outro da grande flexibilidade dos sistemas de controlo dos aerogeradores com interface electrónica, foi também proposta a instalação de PSS em aerogeradores com máquinas de indução duplamente

alimentadas [6][7], designadas na literatura anglo-saxónica de *Doubly Fed Induction Generators* (DFIG). O PSS proposto para estas máquinas introduz na rede amortecimento suplementar adicionando um sinal modulado pela potência eléctrica da máquina na malha de potência activa do controlo da tensão do rotor.

A avaliação dos níveis de amortecimento de um sistema e o dimensionamento adequado dos PSS pode em alguns casos ser fundamental para assegurar o funcionamento de um sistema com margens de segurança satisfatórias no que concerne a problemas de estabilidade para pequenas perturbações. As ferramentas e metodologias de análise a empregar nestas tarefas têm naturalmente uma grande influência nos resultados a alcançar e por isso devem ser seleccionadas de forma criteriosa.

A análise modal é a ferramenta mais indicada para o estudo de problemas de estabilidade para pequenas perturbações. Trata-se de uma técnica que utiliza poderosos métodos analíticos aplicáveis a sistemas lineares, matematicamente robustos e com um significado físico bem definido, que permite avaliar as condições de estabilidade através dos valores próprios da matriz de estado correspondente ao modelo linear do sistema. Uma vez obtida esta forma de representação do sistema será possível determinar os modos de oscilação, que definem as condições de amortecimento do sistema, bem como um conjunto de indicadores que contêm grande informação sobre a estrutura das oscilações, como por exemplo, vectores próprios, factores de participação e resíduos [1]. Este conjunto de informação é útil não só para a análise das condições de um sistema mas também para o dimensionamento de PSS.

Um aspecto que não deve ser descurado no estudo de estabilidade para pequenas perturbações, utilizando análise modal, é a definição de modelos adequados ao problema a estudar. No caso dos geradores síncronos e reguladores associados (regulador de tensão e de velocidade) os modelos encontram-se bem descritos na literatura. Tal já não se verifica no caso de aerogeradores. A grande diversidade de tipos de tecnologia de conversão e filosofias de controlo tem conduzido a que a abordagem actual consista em adoptar modelos específicos de um tipo de aerogerador, ao contrário dos modelos genéricos adoptados para as tecnologias de produção mais convencionais. Assim, qualquer análise de estabilidade para pequenas perturbações envolvendo energia eólica, especialmente caso se pretenda dimensionar um PSS a instalar num aerogerador,

nomeadamente um aerogerador do tipo DFIG, pode abrigar à realização de um estudo prévio dos modelos dos sistemas de conversão eólica.

Um aspecto fundamental para assegurar que os PSS contribuem da forma desejada para o amortecimento das oscilações é o ajuste dos seus parâmetros. Para o efeito podem ser adoptadas diferentes filosofias de ajuste, através dos diversos métodos disponíveis na literatura. Podem distinguir-se dois grandes grupos: métodos que utilizam sensibilidades e métodos que recorrem a meta-heurísticas. Qualquer que seja o método utilizado, o objectivo final do ajuste dos parâmetros dos estabilizadores consiste em encontrar um conjunto de parâmetros que conduza a um aumento do amortecimento dos modos de oscilação electromecânicos para um conjunto de condições de operação considerado relevante. Ou seja, a solução deve ser robusta.

A robustez de uma solução de ajuste de um PSS deve ser assegurada pelo método utilizado para determinação do valor dos parâmetros, mas também pela adopção de uma metodologia adequada. Essa metodologia deve garantir a identificação dos modos de oscilação relevantes, selecção das acções de controlo mais indicadas, ajuste dos parâmetros dos PSS e validação dos resultados obtidos.

1.2 OBJECTIVOS DA INVESTIGAÇÃO

Atendendo a que em alguns casos a integração de produção eólica atinge já valores significativos, e previsivelmente continuará a crescer, a que a integração dessa produção tem impactos significativos nos níveis de amortecimento das oscilações que podem ter lugar, e a que os sistemas de conversão eólica mais recentes baseados em electrónica de potência têm a capacidade de melhorarem os níveis de amortecimento, os principais objectivos que orientaram este trabalho foram os seguintes:

- Estudo de modelos de sistemas de conversão de energia eólica (geradores assíncronos convencionais, máquinas assíncronas duplamente alimentadas e geradores síncronos de velocidade variável) e seus sistemas de controlo, incluindo o desenvolvimento de modelos lineares adequados ao estudo da estabilidade para pequenas perturbações.

- Identificação de modos de oscilação do sistema, incluindo eventuais novos modos de oscilação, excitados pelo funcionamento dos aerogeradores. Avaliação do impacto, nos níveis de amortecimento das oscilações, resultante da integração de valores elevados de produção eólica nas redes, para as várias tecnologias de conversão eólica presentes nos sistemas e para diversos cenários de exploração.
- Identificação de novas soluções tecnológicas para estabilizadores a integrar no sistema de controlo de aerogeradores, de forma a obter amortecimento adequado nas oscilações que se manifestem no sistema.
- Desenvolvimento de uma metodologia global de localização e afinação robusta de equipamentos (estabilizadores instalados em geradores síncronos, FACTS e aerogeradores) que introduzam amortecimento no sistema. Pretende-se utilizar um método de ajuste simultâneo dos componentes, baseado numa meta-heurística que envolve inteligência computacional.

Neste trabalho destaca-se o estudo e identificação de soluções robustas para melhorar o amortecimento das oscilações para cenários com grande integração de produção eólica. Para tal efectuou-se a análise do impacto da produção eólica nos modos de oscilação electromecânicos, o desenvolvimento de sistemas de controlo do tipo estabilizadores para instalar em sistemas de conversão eólica, em particular geradores assíncronos duplamente alimentados, e o desenvolvimento de metodologias para dimensionamento coordenado e robusto deste tipo de controladores. As ferramentas utilizadas foram o programa de simulação PSS^{TME}, comercializado da Siemens PTI, e algoritmos específicos desenvolvidos em MATLAB®.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A dissertação encontra-se organizada em 7 capítulos e 5 anexos. O Capítulo 1, correspondente à introdução, descreve a motivação que orientou a investigação e os principais objectivos que se espera atingir. O Capítulo 2 apresenta o estado da arte no que diz respeito a tecnologias de conversão eólica, problemas de estabilidade para pequenas perturbações e sistemas de estabilização suplementares. O Capítulo 3 descreve

pormenorizadamente o processo de linearização das equações dos modelos adoptados para representação das tecnologias de conversão eólica.

No Capítulo 4 discutem-se em pormenor os sistemas propostos para aumentar os níveis de amortecimento de um sistema e os requisitos a impor no projecto de estabilizadores. No Capítulo 5 aborda-se o problema do ajuste robusto de estabilizadores, nomeadamente as ferramentas utilizadas para conseguir este objectivo. Em ambos apresentam-se pequenos exemplos para ilustrar os conceitos envolvidos.

O Capítulo 6 apresenta alguns exemplos de dimensionamento de PSS para um sistema de teste aplicando os conceitos de ajuste robusto desenvolvidos nos capítulos anteriores. Finalmente o Capítulo 7 apresenta as conclusões gerais da dissertação.

Nos anexos, começa-se por apresentar no Anexo A os principais conceitos de análise modal. O Anexo B descreve a construção do modelo linearizado do sistema de energia para estudo de estabilidade após pequenas perturbações. O Anexo C apresenta os dados das redes estudadas enquanto o Anexo D descreve sucintamente a aplicação desenvolvida em MATLAB para análise modal e ajuste robusto dos PSS. Por fim, o Anexo E apresenta uma breve descrição do algoritmo de optimização utilizado para o ajuste dos PSS – EPSO – *Evolutionary Particle Swarm Optimization*.

Capítulo 2

INTEGRAÇÃO DE PRODUÇÃO EÓLICA E ESTABILIDADE PARA PEQUENAS PERTURBAÇÕES

2.1 INTRODUÇÃO

A crescente integração de produção eólica nos sistemas tem vindo a colocar novos desafios aos operadores das redes, quer devido às características da fonte de energia primária e tipo de tecnologia de conversão, quer devido às modificações na operação das redes que a ligação dessa nova produção implica. Estas consequências repercutiram-se na definição de requisitos técnicos a impor à produção eólica para se ligar às redes, através da definição de manuais de procedimentos para ligação à rede, designados na literatura anglo-saxónica por *grid codes*. Este tipo de documentos define por exemplo que os aerogeradores devem dispor de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, ou seja capacidade de *ride through fault*. Os requisitos cada vez mais exigentes impostos pelos operadores, em paralelo com a natural pesquisa por soluções tecnológicas mais eficientes, tem impulsionado o desenvolvimento de sistemas de conversão avançados e o uso generalizado de máquinas com interface electrónica.

Actualmente, a tecnologia de conversão eólica pode ser classificada em três grupos principais: geradores de indução directamente ligados à rede, geradores assíncronos duplamente alimentados e geradores síncronos de velocidade variável.

A operação de um sistema de energia, garantindo níveis elevados de robustez de operação, é uma tarefa extremamente complexa em que a manutenção da estabilidade desempenha um papel crucial. Por sua vez, o problema de estabilidade tem também

grande complexidade, sendo a estabilidade para pequenas perturbações apenas uma parte. Assim, ao iniciar uma análise deste tipo é conveniente enquadrar os fenómenos dinâmicos em jogo e seleccionar as ferramentas mais adequadas para os estudar.

Os estudos da estabilidade para pequenas perturbações de um sistema são habitualmente conduzidos recorrendo a análise modal. A análise modal é uma poderosa ferramenta matemática, com um significado físico bem definido, que consiste em avaliar as condições de amortecimento através dos valores próprios da matriz de estado correspondente à representação linearizada do modelo de estado do sistema.

Ao verificar-se que um sistema não apresenta as condições de amortecimento desejadas será necessário considerar a implementação de medidas adequadas para melhorar a sua estabilidade. A instalação de estabilizadores (PSS) é uma das soluções disponíveis. Os PSS existem com diversas configurações e podem ser instalados em vários componentes. Embora seja importante conhecer todas as soluções técnicas disponíveis será uma boa prática dar prioridade às mais simples.

Independentemente do tipo de PSS adoptado, o seu dimensionamento é um aspecto fundamental no comportamento dinâmico do sistema. Entre outros aspectos, deve ter-se particular atenção à robustez da solução, de forma garantir um amortecimento satisfatório numa gama alargada de condições de operação.

2.2 PRODUÇÃO EÓLICA

2.2.1 Evolução da Integração de Produção Eólica

A produção eólica tem registado nos últimos anos um forte crescimento, sendo a fonte renovável de energia com expansão mais rápida. Esta evolução tem sido o resultado de políticas de incentivos que procuram responder às crescentes preocupações ambientais. No lado ambiental, a produção eólica tem sido impulsionada pela cada vez maior percepção da necessidade de combater as alterações climáticas globais, que tem levado os estados a assumirem compromissos de reduzirem as emissões de CO₂. A produção eólica tem sido também uma das principais apostas dos governos para diversificar as fontes de energia e diminuir a sua dependência face a países fornecedores

de combustíveis fósseis, reduzindo assim a sua vulnerabilidade a crises geopolíticas que interrompam o fornecimento de energia ou originem significativos aumentos dos preços. A produção eólica, sendo um fonte de energia renovável e endógena não apresenta estes inconvenientes. Por outro lado, a energia eólica tem sido impulsionada pelo forte desenvolvimento das tecnologias de conversão e que tem conduzido a uma grande redução dos custos de produção.

A Figura 2.1 a) apresenta a evolução da potência instalada a nível mundial para produção eólica entre 1995 e 2005, período em que a potência instalada aumentou aproximadamente 12 vezes [8]. A instalação de produção eólica tem vindo a ser liderada pela Europa, onde países como a Dinamarca, Alemanha, Espanha e também Portugal apresentam elevados valores de potência instalada. A tendência de crescimento deverá manter-se, apontando as estimativas menos ambiciosas do *Global Wind Energy Council* (GWEC) para que até 2010 a potência instalada duplique face a 2005 [8].

Em Portugal tem-se observado a mesma tendência. Na Figura 2.1 b) apresenta-se a evolução da potência instalada para produção eólica entre 1996 e 2007 [9]. A potência instalada no final de 2006 era de 1716 MW e no final de 2007 era já de 2150 MW, o que corresponde a um aumento de aproximadamente 25% [9].

Nos próximos anos a ligação de produção eólica deverá continuar, tendo em vista cumprir as orientações estratégicas para a política energética portuguesa, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º63/2003, na qual foi estabelecida a meta de

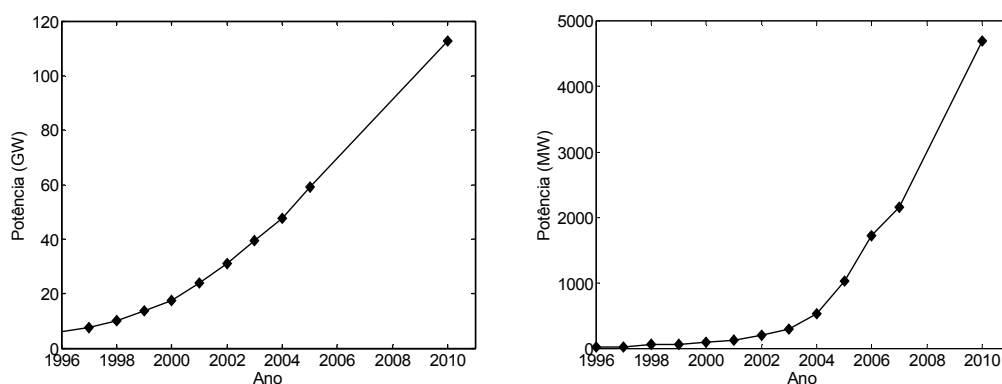


Figura 2.1 – Evolução da potência instalada para produção eólica e projecção para 2010:
a) a nível mundial e b) em Portugal.

3750 MW de potência eólica a instalar até 2010. Este objectivo foi já contemplado na elaboração do Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte para o período 2006-2011, que considera a possibilidade de serem instalados 4500 MW até 2010 [10].

Nas últimas décadas verificou-se um rápido desenvolvimento da tecnologia de conversão, no sentido de aumentar a eficiência das máquinas, otimizar a extracção da potência transportada pelo vento, e mitigar os problemas técnicos de ligação às redes. Conforme já referido anteriormente, os aerogeradores actualmente disponíveis são de um dos tipos apresentados na Figura 2.2 e que se descreve em seguida.

- Tipo A – Aerogerador com máquina de indução convencional do tipo gaiola de esquilo directamente ligada à rede.
- Tipo B – Aerogerador com máquina assíncrona duplamente alimentada, designadas na literatura anglo-saxónica de *Doubly Fed Induction Generators* (DFIG), com o rotor ligado à rede através de um conversor electrónico.
- Tipo C – Aerogerador com máquina síncrona, excitada electricamente ou por imanes permanentes, ligada à rede através de um conversor electrónico.

Os três tipos referidos correspondem à classificação encontrada na literatura com maior frequência [3][11]. No entanto, alguns autores consideram também uma quarta categoria descrita como aerogerador com velocidade parcialmente variável [12][13]. Esta configuração utiliza um gerador assíncrono de rotor bobinado, com resistência do rotor variável e controlo de *pitch*, o que permite uma pequena variação da velocidade, da ordem dos 10%. Os geradores deste tipo podem também ser considerados do tipo A.

Os primeiros aerogeradores a ser utilizados eram do tipo A. Este tipo de tecnologia, embora tenha ainda uma penetração considerável, tem vindo a perder quota de mercado para as tecnologias mais flexíveis, como se pode verificar na Figura 2.3 a).

Embora não se disponha de dados recentes, os valores apresentados mostram uma tendência clara. Em 1998 as máquinas do tipo A tinham a maior quota de mercado, mas a partir de 2001 são as máquinas do tipo DFIG que têm a maior quota de penetração. A potência instalada em máquinas síncronas de velocidade variável mantém-se praticamente estável ao longo deste período.

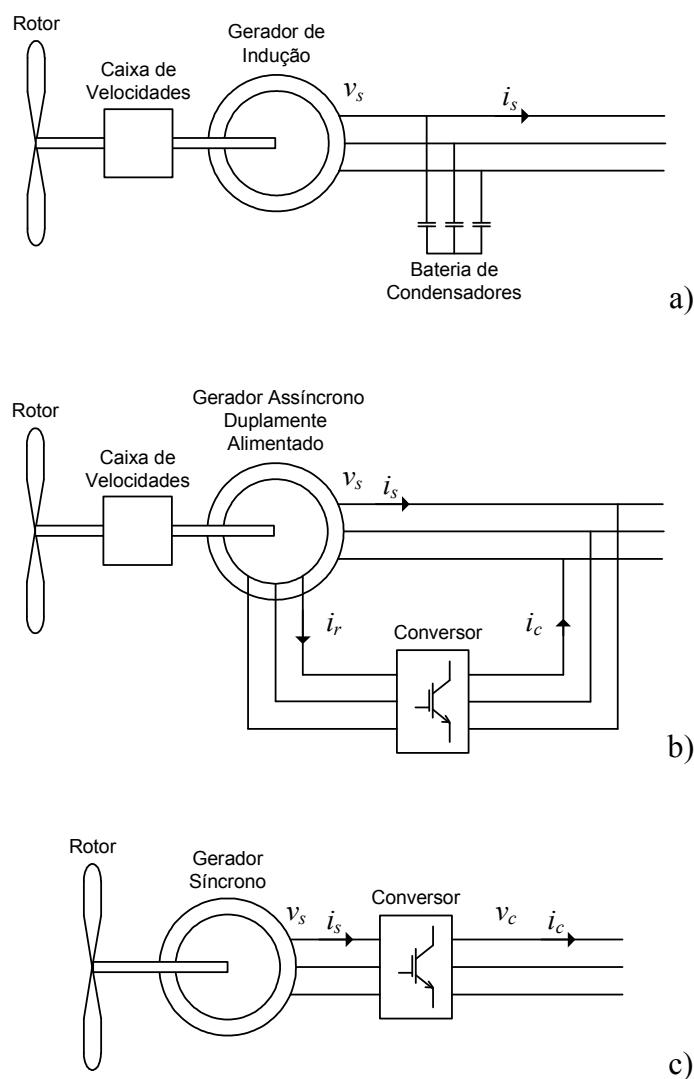


Figura 2.2 – Tipos de tecnologia de conversão eólica a) gerador de indução, b) gerador assíncrono duplamente alimentado e c) gerador síncrono de velocidade variável.

É difícil prever como evoluirão as quotas de mercado a nível mundial, mas é expectável que as máquinas de velocidade variável continuem a ganhar expressão face às máquinas de indução. Neste grupo, será natural um aumento mais significativo do número de máquinas síncronas de velocidade variável em virtude de uma previsível diminuição dos custos com os equipamentos de electrónica de potência.

A potência instalada em Portugal por tipo de tecnologia é apresentada na Figura 2.3 b) [14]. Estes valores globais podem também ser estimados a partir da quota de mercado em Portugal por fabricante, segundo os dados publicados em [9]. Tal como a nível mundial, o mercado em Portugal é dominado pelas máquinas do tipo B, com uma

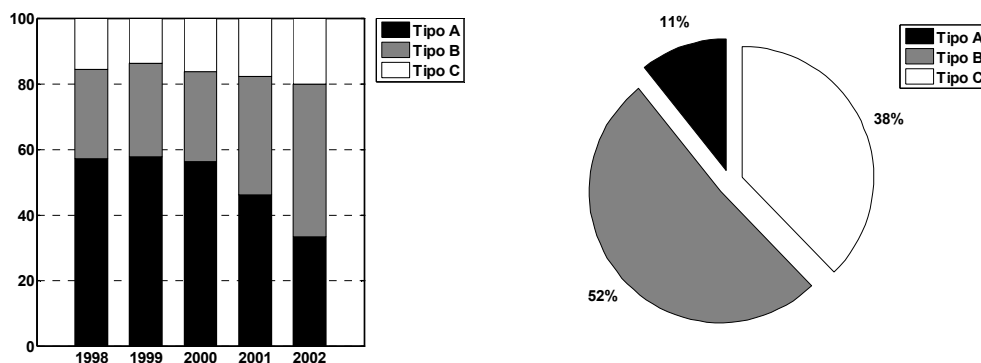


Figura 2.3 – Quota dos tipos de tecnologia de conversão eólica: a) evolução do mercado mundial no período 1998-2002 [12] e b) mercado português [14].

quota de aproximadamente 50%. As máquinas do tipo C representam entre 30% e 40% do mercado. As máquinas do tipo A constituem apenas 10% da potência instalada.

É expectável que as quotas do mercado nacional acompanhem a tendência esperada para o mercado mundial. Assim, é de supor que as máquinas de velocidade variável continuem a ganhar quota de mercado às máquinas de indução directamente ligadas à rede. Neste grupo, pode esperar-se um aumento mais significativo do número de máquinas síncronas de velocidade variável em virtude de uma previsível diminuição dos encargos com os equipamentos de electrónica de potência.

Em síntese, atendendo à evolução previsível dos níveis de integração de produção eólica nos sistemas e ao tipo de tecnologia de conversão a ligar nas redes, será importante aprofundar o estudo dos problemas associados à integração deste tipo de produção. Dois aspectos poderão ser relevantes: avaliação de eventuais impactos negativos e identificação de medidas de controlo que permitam explorar a produção eólica para melhorar a robustez de operação do sistema.

De referir que as classificações sugeridas são de âmbito geral. Cada fabricante emprega diferentes conceitos de gerador e de controlo das máquinas, pelo que máquinas do mesmo tipo podem apresentar comportamentos relativamente diferentes.

Nas secções seguintes apresenta-se uma análise mais detalhada dos tipos de sistemas de conversão de energia eólica mais comuns.

2.2.2 Tipos de Sistemas de Conversão

2.2.2.1 Aerogeradores Assíncronos Directamente Ligados à Rede

Os aerogeradores assíncronos directamente ligados à rede são simples, robustos e apresentam um custo de investimento relativamente baixo. No entanto oferecem controlabilidade reduzida, dispondo apenas de um controlo de limitação da potência através de controlo de *stall*-passivo ou *stall*-activo. Normalmente o gerador de indução opera numa estreita margem de velocidade acima do valor nominal. Por esta razão, estes aerogeradores são designados em alguma literatura como aerogeradores de velocidade fixa [11]. Um dos principais problemas desta tecnologia é o elevado consumo de potência reactiva. Tipicamente estas máquinas operam com um factor de potência entre 0.85 e 0.9 indutivo. A correcção do factor de potência individual é feita através de baterias de condensadores com escalões, sendo a sua entrada/saída de serviço feita de forma automática. Com a devida compensação, a máquina pode apresentar para a rede um factor de potência próximo de 0.98. A esta compensação individual dos aerogeradores poderá ainda juntar-se alguma compensação adicional, por parque, para que o factor de potência global do parque seja capacitivo.

Esta solução apresenta grandes limitações no controlo de tensão e potência reactiva, por explorar apenas, de forma discreta, os escalões das baterias de condensadores. Em situações críticas, em que se revele indispensável dispor de capacidade de regulação de tensão mais fina para viabilizar a ligação de um parque, poderá ser também instalado, por parque, um dispositivo do tipo FACTS (SVC ou STATCOM) para fornecer capacidade de regulação de tensão adicional.

Estes dispositivos podem também ser utilizados para fornecer apoio à manutenção dos perfis de tensão durante um curto-circuito, limitando as cavas de tensão durante a sua duração, permitindo reduzir o número de máquinas desligadas por actuação da protecção de mínimo de tensão [14].

Em estudos de estabilidade é frequente representar o gerador de indução através de um modelo de terceira ordem [15][16]. Duas equações descrevem dinâmica dos enrolamentos do rotor e uma descreve o movimento mecânico do rotor. A dinâmica do estator é considerada muito mais rápida que a do rotor, que é assim desprezada.

2.2.2.2 Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados

A flexibilidade de controlo é uma das grandes vantagens do aerogerador do tipo DFIG. Uma máquina assíncrona duplamente alimentada apresenta o rotor ligado à rede através de uma interface electrónica que permite limitar as correntes de arranque e variar de forma contínua o factor de potência de forma a controlar a sua potência reactiva e ainda a ajudar à estabilização de tensão da rede. A regulação é contudo limitada devido à gama de valores de factor de potência em que a máquina pode operar.

As modernas turbinas eólicas de potência mais elevada dispõem de sistemas de controlo activo das pás. O principal objectivo deste mecanismo é o de impedir que a potência mecânica exceda o valor nominal da turbina para regimes de vento muito fortes. Este sistema é também utilizado para otimizar o funcionamento da turbina, principalmente em regimes com velocidade de vento reduzida, ou ainda para reduzir a potência entregue pelo aerogerador por ordem do operador [13].

O controlo do ângulo das pás pode ser realizado de duas formas: controlo de *pitch* ou controlo por *stall* activo. No primeiro caso a potência mecânica reduz-se quando o ângulo de *pitch* aumenta e é utilizado principalmente em máquinas de velocidade variável. No segundo caso a potência mecânica reduz-se quando o ângulo de *pitch* diminui. É utilizado principalmente em máquinas de velocidade fixa.

Na representação deste tipo de máquinas para estudos de estabilidade é habitual considerar um modelo detalhado que inclui os diversos subsistemas do aerogerador: gerador, controlo dos conversores, turbina e controlo de *pitch*. Por vezes o sistema de eixo mecânico é representado por um modelo de duas massas [11]. A capacidade de *ride through fault* pode ser parcialmente conferida, por exemplo, através de um sistema electrónico, designado na literatura anglo-saxónica de *crowbar*, que retira o conversor de serviço e curto circuita o rotor. Durante este período a máquina funciona como um gerador de indução convencional [17][18]. É ainda de salientar que o ajuste dos parâmetros dos controladores tem um papel de extrema importância no comportamento dinâmico e na estabilidade da máquina do tipo DFIG, como demonstrado em [17][18].

2.2.2.3 Máquinas Síncronas de Velocidade Variável

As máquinas síncronas de velocidade variável são constituídas por um gerador síncrono directamente acoplado à turbina e ligado à rede através de um conversor electrónico. O factor de potência pode ser ajustado de acordo com os limites de corrente do inversor. A sua flexibilidade permite que a corrente possa assumir diferentes valores de amplitude e frequência. Uma máquina deste tipo pode fornecer controlo de tensão através da potência reactiva injectada, sendo contudo a regulação disponibilizada limitada pelas correntes máximas admissíveis e pela gama de variação do factor de potência. Estas máquinas dispõem também de controlo do ângulo das pás.

Dado o quase completo desacoplamento entre o gerador e a rede proporcionado pelo conversor, é habitual representar este tipo de aerogerador com um modelo simplificado que considera apenas o conversor e a sua estratégia de controlo [3].

2.3 ESTABILIDADE PARA PEQUENAS PERTURBAÇÕES

2.3.1 Tipos de Problemas de Estabilidade

Como já foi referido, a estabilidade refere-se à capacidade de um sistema, para uma determinada condição de operação inicial, regressar a um estado de equilíbrio normal após sofrer uma perturbação. A estabilidade de um sistema é essencialmente um único problema. No entanto, as várias formas de instabilidade a que um sistema pode ser submetido são dificilmente compreendidas e tratadas adoptando uma abordagem deste tipo. Devido à complexidade e dimensão do problema é conveniente admitir simplificações que permitam estudar aspectos parciais utilizando modelos com grau de detalhe adequado e ferramentas de análise adequadas. É por isso fundamental situar os estudos a realizar adoptando uma classificação reconhecida.

Em [19] é proposta a classificação dos problemas de estabilidade de um SEE baseada em três factores: a) a natureza física da variável em que a instabilidade pode ser observada; b) a amplitude da perturbação considerada e c) o horizonte temporal em que a instabilidade se pode manifestar. A Figura 2.4 apresenta essa classificação.

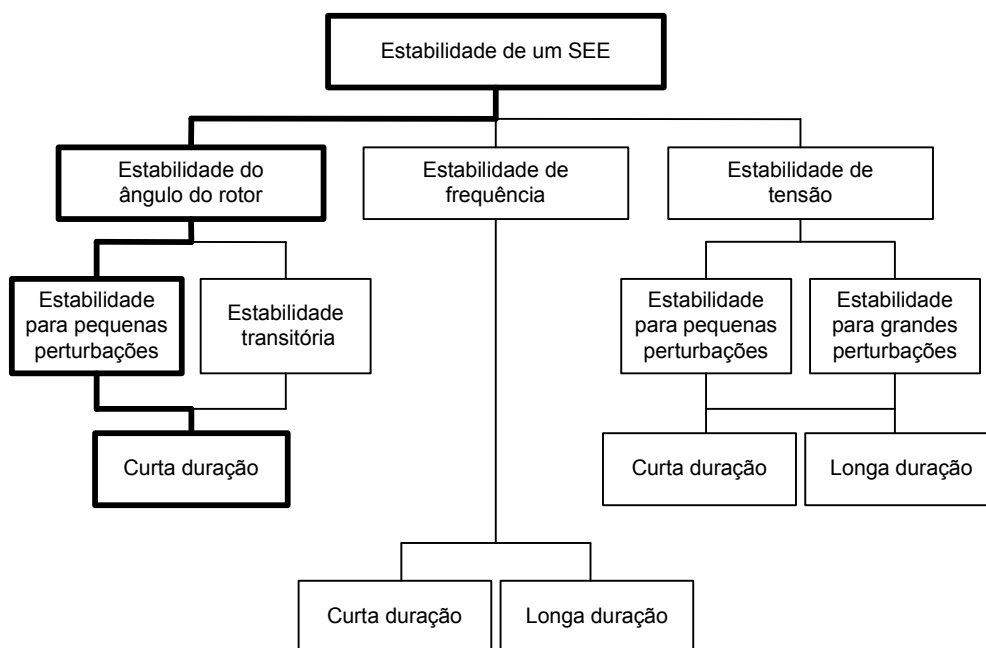


Figura 2.4 – Classificação da estabilidade de um SEE [19].

A estabilidade do ângulo do rotor refere-se à capacidade de os geradores síncronos de um sistema manterem o sincronismo após uma perturbação. Uma das condições necessárias consiste no equilíbrio entre o binário electromagnético e o binário mecânico de cada gerador síncrono. A não verificação desta condição designa-se por perda de sincronismo. Dois tipos de forças actuam sobre o gerador para manter o funcionamento estável da máquina: a) componente sincronizante do binário, em fase com o desvio do ângulo do rotor e b) componente amortecedora do binário, em fase com o desvio de velocidade. Binário sincronizante insuficiente conduz a instabilidade aperiódica (não oscilatória) enquanto insuficiente binário amortecedor resulta em instabilidade oscilatória (amplitude das oscilações a crescer no tempo) [2][19].

De acordo com a Figura 2.4 o problema de estabilidade do ângulo do rotor pode ser classificado em: a) estabilidade para pequenas perturbações e b) estabilidade transitória. Em que, por definição, estabilidade para pequenas perturbações consiste na capacidade de um sistema manter o sincronismo depois de sujeito a uma pequena perturbação. Neste contexto, uma perturbação é considerada pequena quando o seu estudo for possível utilizando modelos lineares [1]. Uma característica importante deste tipo de problemas é o facto de a estabilidade depender apenas das condições iniciais do sistema, ou seja, é independente da perturbação aplicada.

Actualmente, a causa mais comum de problemas de estabilidade para pequenas perturbações é a insuficiência do amortecimento dos chamados modos de oscilação electromecânicos, que estão relacionados com oscilações de baixa frequência que ocorrem no rotor das máquinas fundamentalmente devido às características dos sistemas de controlo dos geradores e à tentativa de transmitir quantidades elevadas de potência através de linhas de transmissão electricamente fracas [2].

Os modos de oscilação electromecânicos ocorrem normalmente na gama de frequências entre 0.1 e 2 Hz. É habitual classificar este tipo de modos quanto às oscilações que lhes estão associadas. As seguintes designações são comuns [1][2]:

- Modo local, associado a problemas que abrangem uma pequena parte do sistema. Os modos mais comuns são os que envolvem um gerador, ou uma central, a oscilar contra a rede (que se comporta como um barramento de potência infinita), mas podem também corresponder a oscilações entre geradores electricamente próximos. Normalmente a sua frequência varia entre 0.7 e 2 Hz.
- Modo inter-área, correspondente a oscilações entre grupos de geradores pertencentes a áreas distintas, normalmente ligadas por linhas de transmissão fracas. A frequência destes modos situa-se entre 0.1 e 0.7 Hz.
- Modo intra-central, correspondente a oscilações entre duas máquinas da mesma central. Geralmente estes modos não são encontrados nos sistemas [2].

A Figura 2.5 ilustra os tipos de modos de oscilação descritos.

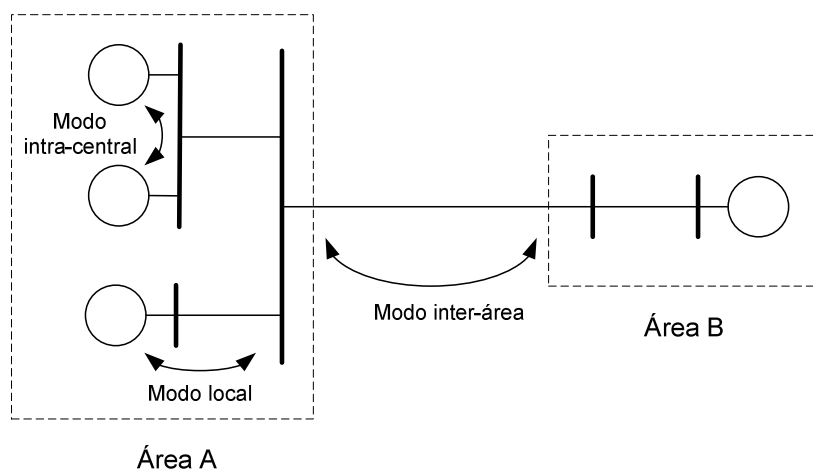


Figura 2.5 – Diferentes tipos de modos de oscilação [2].

Na Figura 2.4 a estabilidade é também classificada quanto ao horizonte temporal envolvido. Os estudos de curta duração, a que se encontram associados os problemas de estabilidade do rotor, envolvem horizontes de tempo na ordem dos 10 a 20 segundos após a perturbação. O estudo de períodos de tempo mais longos é necessário apenas quando estão envolvidos fenómenos associados a equipamentos com resposta mais lenta, como por exemplo tomadas dos transformadores. O período de interesse nestes casos pode ser da ordem de alguns minutos [19].

Neste trabalho estuda-se o problema da estabilidade para pequenas perturbações associado ao problema de estabilidade do rotor. Os restantes tipos de estabilidade mencionados na Figura 2.4 são descritos sucintamente em seguida apenas para melhor situar o problema em estudo. A estabilidade transitória refere-se à capacidade do sistema manter o sincronismo quando sujeito a uma perturbação severa, como um curto-circuito. É, historicamente, um dos problemas de estabilidade que mais tem preocupado os operadores das redes. A estabilidade de tensão refere-se à capacidade de um sistema manter as tensões de todos os barramentos do sistema em valores aceitáveis. Neste contexto, estabilidade para pequenas perturbações refere-se à capacidade do sistema manter um funcionamento adequado quando sujeito a pequenas perturbações, como por exemplo pequenas variações de carga. Estabilidade de frequência consiste na capacidade do sistema manter a frequência de sincronismo após uma perturbação severa que afecte o equilíbrio entre geração e consumo.

Por fim, é de salientar novamente que os problemas de estabilidade raramente acontecem numa forma pura [19]. Porém, a distinção entre diferentes formas de estabilidade é útil para facilitar a identificação da origem dos problemas e desenvolver processos adequados para os resolver. Naturalmente, se um sistema não for estável parcialmente, por exemplo para pequenas perturbações, não será estável em geral.

2.3.2 Evolução dos Problemas de Estabilidade para Pequenas Perturbações

As pequenas oscilações são intrínsecas a qualquer sistema de energia e há muito que são alvo de estudo. É um requisito elementar para a operação do sistema que a amplitude das oscilações diminua com o tempo, sendo ainda desejável que decresça no tempo com uma taxa satisfatória. Ou seja, as oscilações devem ser bem amortecidas.

Os primeiros sistemas interligados eram relativamente pequenos e não apresentavam este tipo de problemas. Quando surgiram os primeiros problemas associados a oscilações para pequenas perturbações o desenvolvimento de enrolamentos amortecedores colocados no rotor dos geradores síncronos contribuiu para aumentar o amortecimento das oscilações. Com o evoluir dos sistemas começaram a ser utilizados reguladores de tensão com ganho elevado, para ajudarem os geradores a manterem o sincronismo após um curto-circuito. Contudo, verificou-se que reguladores de tensão com ganho elevado tendiam a diminuir o amortecimento das oscilações [2].

Por outro lado, a expansão dos sistemas, o aparecimento de linhas longas e a tendência para explorar as linhas próximo da sua capacidade máxima de transporte contribuíram também para a diminuição dos níveis de amortecimento [2]. Em síntese, os factores que mais contribuem para a instabilidade são: ganho dos reguladores de tensão elevado, transmissão de níveis elevados de potência activa, geradores funcionando com baixo factor de potência indutivo e linhas de interligação com reactância elevada [2]. O desenvolvimento de estabilizadores ou PSS foi a forma encontrada para aumentar os níveis de amortecimento dos sistemas.

As oscilações são um fenómeno característico dos sistemas, sendo aceitáveis, teoricamente, desde que a sua amplitude diminua com o tempo. Todavia, na prática não é desejável operar o sistema próximo da fronteira da estabilidade. Uma situação de instabilidade pode ser originada por uma sequência imprevisível de eventos em que o operador não dispõe de qualquer aviso que permita impedir essa situação. Estes problemas devem por isso ser minimizados através da realização de estudos prévios de planeamento e implementação de medidas preventivas.

A título de exemplo referem-se alguns estudos para a rede europeia da UCTE/CENTREL [20][21]. Através de estudos de simulação e da análise de medidas realizadas com sistemas de *Wide Area Measurement* (WAM) foram identificados dois modos globais e vários modos regionais. O modo com frequência mais baixa, próximo de 0.2 Hz, corresponde a oscilações entre Espanha e França contra a Europa central e é pouco amortecido. O outro modo global, com uma frequência de cerca 0.3 Hz, caracteriza-se por oscilações das partes Oeste (Portugal e Espanha) e Este da rede contra a zona central. O segundo modo global é bem mais amortecido que o primeiro.

Os modos globais dependem naturalmente das condições de operação. Os estudos referidos concluíram também que a variação do fluxo de potência na interligação entre Espanha e França é um dos factores que mais influencia estes modos. Enquanto o segundo modo apresentou sempre amortecimento suficiente, superior a 5%, o amortecimento do primeiro modo diminuiu significativamente com o aumento do fluxo de potência da periferia para o centro, ou seja, de Espanha para França.

As medidas mais eficientes para melhorar o amortecimento do primeiro dos modos deverão ser implementadas em Espanha, Portugal e em algumas máquinas do resto do sistema. O segundo modo é influenciado fundamentalmente por máquinas em França, Espanha e Portugal. Por isso se verifica um maior amortecimento deste modo, em virtude dos PSS optimizados e em operação em França [20].

Mais recentemente verificou-se que a grande integração de produção eólica pode potencialmente originar oscilações menos amortecidas [22]. Isto pode acontecer especialmente no caso de um grande número de máquinas não disporem de capacidade de *ride through fault* e serem colocadas fora de serviço na sequência de um defeito.

2.3.3 Impacto da Integração de Produção Eólica nos Níveis de Amortecimento

Os primeiros estudos com algum detalhe sobre o impacto da produção eólica na estabilidade para pequenas perturbações foram apresentados em [3]. O autor utiliza um modelo simplificado para representar aerogeradores de velocidade variável e um conjunto de sistemas de teste, representativos das situações que dão origem aos tipos de modos de oscilação mais comuns. A metodologia do trabalho consistiu em ligar a produção eólica nas redes de teste em substituição da geração convencional, segundo diferentes padrões, de forma a avaliar o impacto nos vários tipo de modos.

A produção eólica com geradores de indução foi representada utilizando o modelo genérico de máquinas assíncronas disponível na biblioteca do PSS^{TME} [23], enquanto a produção com máquinas de velocidade variável foi representada por um modelo simplificado proposto também em [3]. Este modelo admite um conjunto de simplificações que conduz a uma representação do aerogerador através de apenas duas malhas de controlo: controlo de potência activa e controlo de tensão.

O autor conclui destes estudos que, em geral, a substituição por aerogeradores de geradores síncronos, pertencentes a um grupo que oscila coerentemente, influencia principalmente as oscilações desse grupo de geradores contra o sistema. Este tipo de modificação no sistema não afectou significativamente os modos associados a geradores de outros grupos. Verificou-se ainda que geradores de velocidade fixa contribuíram para aumentar o amortecimento das oscilações, mas o impacto na frequência de oscilação foi reduzido. Por outro lado, as máquinas de velocidade variável aumentaram a frequência das oscilações do sistema com um impacto limitado no amortecimento.

O facto do estudo assumir que a produção eólica é ligada na rede substituindo geradores síncronos electricamente próximos ajuda a explicar os resultados obtidos. Como a topologia da rede não é modificada, a potência dos geradores síncronos, relativamente à impedância da rede, diminuiu com a integração de produção eólica. Isso aumenta o acoplamento mútuo, o que em geral melhora o amortecimento de oscilações entre geradores síncronos [3]. Deve no entanto notar-se que este pressuposto do estudo não permite analisar todas as situações que podem ocorrer em sistemas reais.

Globalmente, os estudos conduziram à conclusão que a integração da produção eólica tende a melhorar o amortecimento das oscilações, especialmente quando são utilizados geradores de indução. Este resultado não é contudo totalmente confirmado por outros autores [4], que efectuaram um estudo semelhante de outro sistema.

Em [4] foi avaliado como a integração de produção eólica na Noruega afecta o amortecimento dos modos de oscilação inter-área da rede Nórdica (Noruega, Suécia e Finlândia). Esse impacto foi avaliado para vários tipos de geradores. Os resultados mostraram que a integração de produção eólica na Noruega pode ter influência no amortecimento do modo inter-área entre a Noruega e Suécia. Aparentemente o gerador assíncrono com rotor em gaiola de esquilo aumenta o amortecimento, enquanto os geradores de velocidade variável originam uma diminuição do amortecimento.

Os geradores de indução foram representados nestes estudos pelo modelo genérico de máquinas assíncronas disponível na biblioteca do PSS^{TME} [23]. Este modelo considera a dinâmica do fluxo do rotor de um gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo (gaiola simples ou gaiola dupla), como é frequente em estudos de estabilidade. A turbina e a caixa de velocidades não são incluídas no modelo adoptado.

Para simulação do funcionamento dos aerogeradores de indução duplamente alimentados foi utilizado o modelo desenvolvido pela Siemens PTI para o aerogerador do tipo DFIG [24]. Trata-se um modelo completo que, além do gerador assíncrono, inclui os modelos dos conversores, controlo de ângulo de *pitch* e protecções. Relativamente aos aerogeradores síncronos de velocidade variável, foi utilizado um modelo muito simplificado, admitindo o desacoplamento entre o gerador síncrono e a rede, devido à acção muito rápida do conversor electrónico. Este tipo de geradores foram representados por uma carga negativa, o que corresponde a um comportamento dinâmico muito semelhante ao descrito em [3].

O impacto da integração em grande escala de produção eólica nos problemas de estabilidade para pequenas perturbações foi também avaliado em [25], tendo-se verificado que as modificações na operação dos sistemas necessárias para acomodar a nova produção eólica pode conduzir a uma redução do amortecimento. Tal acontece, nomeadamente, quando aumenta o trânsito de potência através de linhas electricamente fracas. Por outro lado, em [25], confirmou-se também que a substituição de produção convencional por produção eólica localizada na mesma área conduz, em geral, a alguma melhoria do amortecimento. Neste estudos foi utilizado o modelo proposto por [3].

Em síntese, pode concluir-se dos estudos referidos que a integração de produção eólica nas redes tem algum impacto nos níveis de amortecimento das oscilações. No entanto, a natureza do impacto, nomeadamente quanto ao sentido da variação do amortecimento ou tipo de modos mais afectados, é difícil de avaliar.

2.4 ANÁLISE MODAL

Em geral, os sistemas de energia são modelizados por um conjunto de equações diferenciais e algébricas do tipo [1]:

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

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

em que $\mathbf{x}$ é o vector de variáveis de estado, $\mathbf{u}$ é o vector de variáveis de entrada, $\mathbf{y}$ é o vector de variáveis de saída a observar e t é o tempo.

A estabilidade para pequenas perturbações é habitualmente avaliada através de análise modal. A análise modal é uma técnica que utiliza poderosos métodos analíticos aplicáveis a sistemas lineares, matematicamente robustos e com um significado físico bem definido, que permite avaliar as condições de estabilidade de um sistema através dos valores próprios da matriz de estado correspondente ao modelo linear. Estas características, em conjunto com a simplicidade de utilização tornam a análise modal a ferramenta ideal para o estudo do problema da estabilidade após pequenas perturbações.

A análise modal assume uma representação linear do sistema. Esta representação é obtida através da linearização das equações que compõem o modelo não linear habitualmente utilizado para simulação do comportamento dinâmico de um sistema. O método clássico de obtenção do modelo consiste na linearização analítica das equações (2.1) e (2.2) e no cálculo dos elementos das matrizes que compõem a sua representação na forma canónica de espaço de estados [1][26].

$$\begin{aligned}\Delta\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}\Delta\mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta\mathbf{u} \\ \Delta\mathbf{y} &= \mathbf{C}\Delta\mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta\mathbf{u}\end{aligned}\tag{2.3}$$

Os modos de oscilação correspondem então aos valores próprios da matriz de estado $\mathbf{A}$. A partir dos valores próprios e dos vectores próprios é também possível calcular um conjunto de indicadores úteis para análise dos sistemas. No Anexo A são apresentados alguns conceitos fundamentais de análise modal, que incluem o processo de linearização das equações diferenciais e obtenção do modelo na forma canónica de espaço de estados, o cálculo de indicadores como factores de participação ou resíduos, e simulação no domínio do tempo utilizando a formulação linearizada.

Note-se que, embora bem conhecida, a formulação na forma canónica de espaço de estados pode não ser a formulação mais eficiente [27]. É também de salientar que em alternativa ao método analítico de construção da matriz de estado, os modos de oscilação podem ser calculados utilizando métodos numéricos [23][28].

Uma vez obtida a representação do sistema na forma canónica de espaço de estados será possível determinar os modos de oscilação do sistema. Tal implica o

cálculo dos valores próprios de uma matriz geralmente de grande dimensão (algumas centenas de variáveis). A matriz é não simétrica e não esparsa o que contribui para aumentar a complexidade do problema. O método QR [29], bem conhecido da literatura, é robusto e converge rapidamente, mas não pode ser implementado com técnicas de esparsidade [30]. Esta limitação, conjuntamente com os requisitos de processamento e memória (que aumentam com o cubo da dimensão da matriz [27]) impede a sua aplicação a sistemas de grande dimensão, tipicamente representados por mais de 500 variáveis de estado.

O obstáculo da dimensão pode ser ultrapassado explorando as características dos problemas do estudo de estabilidade após pequenas perturbações. Embora um sistema de grande dimensão possa ter alguns milhares de variáveis de estado, apenas um reduzido número de modos, com propriedades bem conhecidas, têm interesse para o estudo da estabilidade do sistema. Por exemplo, modos pouco amortecidos ou instáveis, modos electromecânicos locais ou modos inter-área.

Na literatura encontram-se alguns métodos de cálculo com estas características. Nesta dissertação optou-se por mencionar apenas dois destes métodos a título de exemplo. O *Modified Arnoldi Method* (MAM) é um método matemático geral de análise de matrizes que permite pesquisar alguns valores próprios (tipicamente até 5) numa região do plano s delimitada por pontos especificados previamente [1][30]. O *Dominant Pole Spectrum Eigensolver* (DPSE) permite determinar os modos de oscilação associados a uma função de transferência seleccionada [31].

Estes métodos não permitem o cálculo de todos os modos de oscilação nem garantem a identificação de todos os modos relevantes para o dimensionamento dos estabilizadores. Contudo, a utilização de uma forma complementar de vários métodos, conjugada com a validação dos resultados por simulações no domínio do tempo, permite um grau de confiança muito elevado nos resultados assim obtidos.

Uma das causas do aparecimento de modos de oscilação inter-área é a transmissão de energia entre duas áreas através de linhas electricamente fracas. Neste caso, os geradores de cada área apresentam oscilações semelhantes, ou coerentes, e é por isso possível identificar os geradores e os barramentos pertencentes a cada área [5].

Desta forma divide-se o sistema em áreas de oscilação coerente, identificando-se as ligações electricamente fracas que originam os modos de oscilação pouco amortecidos.

Idealmente, um grupo coerente de geradores tem um comportamento idêntico para um determinado número de modos de oscilação electromecânicos. Esta situação é no entanto pouco frequente, pelo que uma dificuldade de aplicação destes métodos consiste, por exemplo, em determinar o número adequado de áreas. Assim, a agregação de geradores em grupos coerentes constitui também uma forma de reduzir a dimensão do sistema a estudar e diminuir o esforço computacional envolvido nos cálculos.

Uma utilização deste conceito, apresentada em [32], passa pela redução do modelo linearizado para possibilitar a avaliação em tempo real dos níveis de amortecimento dos modos de oscilação inter-área do sistema Ibérico. Tradicionalmente a análise de problemas de estabilidade para pequenas perturbações têm sido realizada em estudos de planeamento para dimensionamento de controladores, mas o desenvolvimento de métodos de avaliação rápida dos níveis de amortecimento tem sido uma área de investigação. Destaca-se por exemplo o método proposto em [33] que utiliza técnicas de inteligência artificial (neste caso árvores de decisão) para previsão em tempo real dos modos de oscilação críticos de um sistema e que foi aplicado ao sistema europeu interligado designado UCTE/CENTREL. Pode então afirmar-se que, num contexto de grande integração de produção eólica, uma ferramenta de avaliação rápida dos níveis de amortecimento pode ser útil para os operadores das redes.

2.5 FORMAS DE MELHORAR O AMORTECIMENTO

A identificação dos problemas de estabilidade para pequenas perturbações conduziu naturalmente à necessidade de encontrar formas de a melhorar, aumentando o amortecimento do sistema. A forma mais comum de atingir este objectivo é através da instalação de um controlador auxiliar, designado PSS, em componentes activos da rede. Esta solução é relativamente mais simples e economicamente mais favorável que as alternativas. Nas secções seguintes apresentam-se alguns exemplos.

2.5.1 PSS Instalados em Geradores Síncronos

Os estabilizadores foram inicialmente desenvolvidos para serem aplicados nos sistemas de excitação dos geradores síncronos. Assim, o PSS cria idealmente no gerador um binário amortecedor proporcional ao desvio de velocidade, adicionando à referência do regulador de tensão um sinal modulado, como ilustra a Figura 2.6 reproduzida de [5].

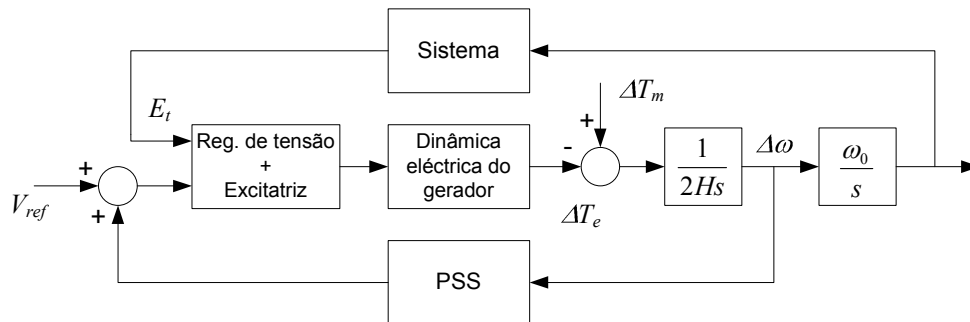


Figura 2.6 – Diagrama de blocos ilustrando a acção de um PSS [5].

Para que o PSS introduza efectivamente o amortecimento adicional pretendido este deve ser projectado de forma a compensar aproximadamente a fase da função de transferência da tensão de referência do regulador para o binário eléctrico.

2.5.2 PSS Instalados em FACTS

Dispositivos baseados em electrónica de potência, genericamente designados por FACTS, têm sido utilizados para ajudar na operação das redes. Nomeadamente para fornecer regulação de tensão e aumentar a capacidade de transporte das redes. Os FACTS englobam diferentes tipos de dispositivo como SVC, STATCOM ou TCSC. Na Figura 2.7 à Figura 2.9 apresentam-se os modelos destes equipamentos com PSS.

O SVC é um controlador relativamente simples na sua configuração básica. O seu objectivo principal é fornecer regulação de tensão num determinado barramento através da adição controlada de uma capacidade *shunt* ou uma indutância *shunt*.

Embora a ligação de um SVC forneça por si só algum amortecimento, esta função é apenas uma consequência da função principal desempenhada pelo SVC que é a regulação da tensão. Para aumentar explicitamente o amortecimento do sistema utilizando um SVC é necessário adicionar um controlador auxiliar do tipo PSS.

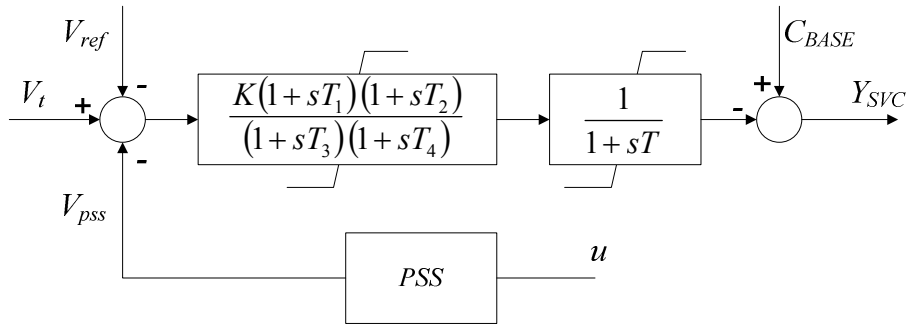


Figura 2.7 – Diagrama de blocos do modelo de um SVC.

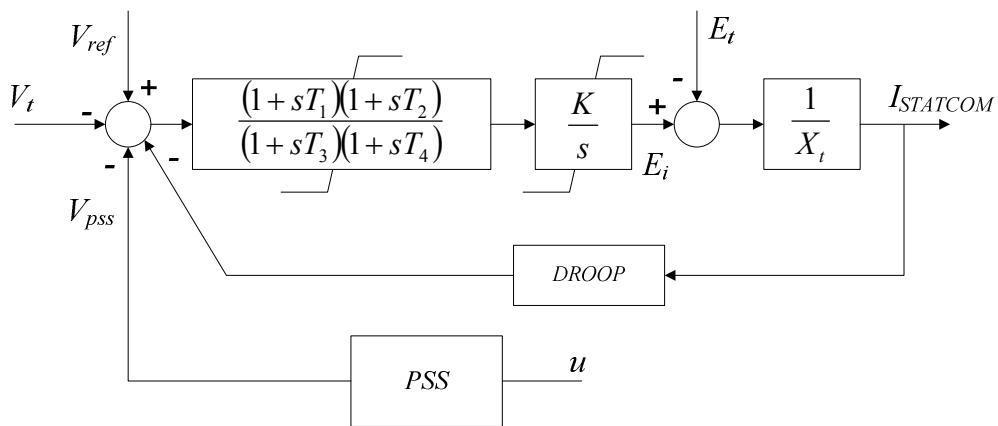


Figura 2.8 – Diagrama de blocos do modelo de um STATCOM.

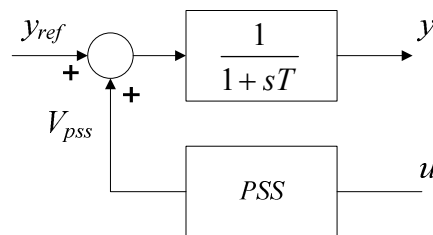


Figura 2.9 – Diagrama de blocos do modelo de um TCSC.

O princípio de funcionamento de um STATCOM é diferente, embora como também se trate que um dispositivo do tipo *shunt* a sua utilização para aumentar o amortecimento é semelhante. O STATCOM, no entanto, fornece uma maior contribuição para melhorar o amortecimento que o SVC, o que se explica pelo facto de dispor capacidade de trocar transitoriamente potência activa com a rede [34].

A utilização de capacidades em série controladas por tiristores (TCSC) tem como principal objectivo proporcionar maior capacidade de transporte, embora possa

também contribuir para a uma melhor regulação de tensão e maior margem de estabilidade. Através de um controlador auxiliar tipo PSS é também possível utilizar estes dispositivos para aumentar o amortecimento de um determinado modo.

Os dispositivos electrónicos podem ser utilizados para introduzir num sistema amortecimento suplementar. Tal como os geradores síncronos, estes dispositivos podem actuar como amplificadores de potência dos controladores auxiliares responsáveis por adicionar amortecimento aos modos de oscilação electromecânicos [5]. No entanto, como os dispositivos electrónicos não estão directamente envolvidos nas oscilações electromecânicas, ou seja, a sua participação nos modos electromecânicos é muito reduzida ou inexistente, a sua utilização é mais complexa que o dimensionamento de PSS a instalar em geradores síncronos [5]. Para que seja possível modificar um modo de oscilação é necessário que o modo de oscilação seja controlável através da injeção de potência no barramento onde o dispositivo se encontra ligado e que ao mesmo tempo o modo seja observável através do sinal de entrada do estabilizador.

2.5.3 PSS Instalados em DFIG

Com a crescente integração de produção eólica nos sistemas surgiu a preocupação de conferir aos aerogeradores a capacidade de fornecerem serviços de sistema que contribuam para auxiliar a operação da rede. Tal será possível para as mais modernas tecnologias de conversão eólica que permitem uma grande flexibilidade de controlo devido à electrónica de potência. Recentemente foi proposto por [7] o controlador apresentado na Figura 2.10 que confere a um aerogerador do tipo DFIG a capacidade de melhorar o amortecimento dos modos de oscilação do sistema.

Este sistema baseia-se num controlador de amplitude do fluxo e ângulo, designado FMAC, desenvolvido para máquinas do tipo DFIG e proposto em [6]. A filosofia de controlo consiste em ajustar a amplitude da tensão do rotor para controlar a tensão terminal e ajustar a fase da tensão do rotor para controlar potência eléctrica. São assim controladas duas variáveis independentes.

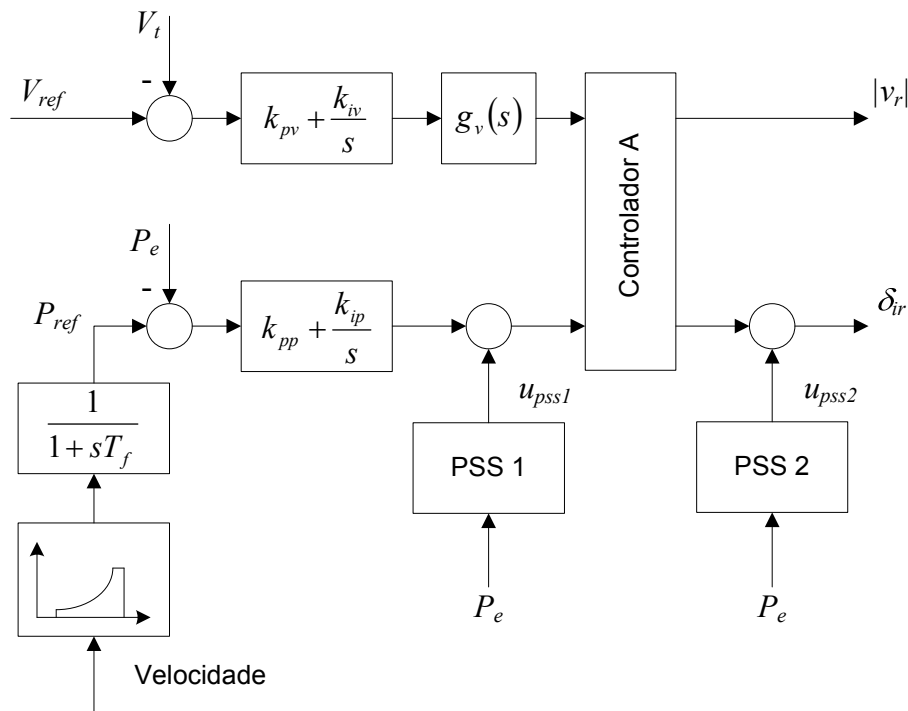


Figura 2.10 – Diagrama de blocos do controlador FMAC [7].

No esquema da Figura 2.10 o controlador A transforma os sinais das duas malhas de controlo nos sinais de módulo e fase que actuam no rotor da máquina. O sinal de saída do PSS pode ser adicionado a montante ou a jusante do controlador A, embora a segunda opção seja preferida por ser mais facilmente aplicável a outros sistemas de controlo [7]. Este sinal é fornecido por um PSS clássico como é habitual em sistemas semelhantes. O sinal de entrada corresponde à potência eléctrica do estator.

2.6 TIPOS DE ESTABILIZADORES

O estabilizador é utilizado para adicionar um sinal modulado no sistema de controlo de um gerador, de dispositivo do tipo FACTS ou mesmo de um aerogerador. A forma mais simples e comum de estabilizador consiste num compensador avanço/atraso. Existem contudo outros tipos de PSS, que se podem considerar mais avançados, e poderão ser úteis num contexto de grande integração de produção eólica. Nas secções seguintes apresentam-se sucintamente alguns tipos de estabilizadores.

2.6.1 Estabilizadores Clássicos

O princípio de funcionamento de um PSS do tipo avanço/atraso consiste em criar no gerador um binário amortecedor proporcional ao desvio de velocidade, adicionando um sinal modulado à referência do regulador de tensão [5]. Os modelos dos estabilizadores podem ser mais ou menos complexos, mas na sua base encontram-se os seguintes blocos: *washout*, compensação, ganho e limites. A Figura 2.11 apresenta uma configuração típica de um estabilizador do tipo avanço/atraso.

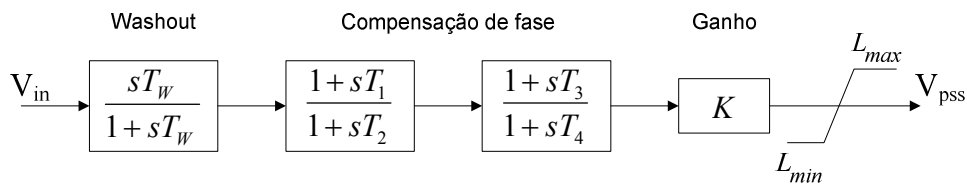


Figura 2.11 – Configuração de um estabilizador clássico.

Os sinais de entrada utilizados mais frequentemente são o desvio de velocidade ou a potência eléctrica, embora também seja possível utilizar sinais de tensão, potência aceleradora, frequência ou outros. Como o objectivo do PSS é criar um sinal de controlo em fase com o desvio de velocidade, esta seria a escolha natural para sinal de entrada. No entanto, existem dificuldades técnicas na medida desta grandeza, como ruído, poderão impedir a sua utilização [2]. É por isso frequente utilizar um sinal derivado de outra grandeza ou mesmo da combinação de duas grandezas.

Existem ainda outros tipos de PSS clássicos, mais complexos, e que utilizam um sinal derivado das grandezas básicas. Por exemplo, em [1][5] é descrito o estabilizador que se pode observar na Figura 2.12 onde são utilizados como entrada um sinal de potência e um sinal de velocidade. A designação adoptada na literatura para esta configuração é a de estabilizador deltaP–Omega, fruto dos sinais envolvidos. Após um bloco de entrada de tratamento do sinal é derivado um sinal equivalente de velocidade que é aplicado a um PSS com a configuração clássica.

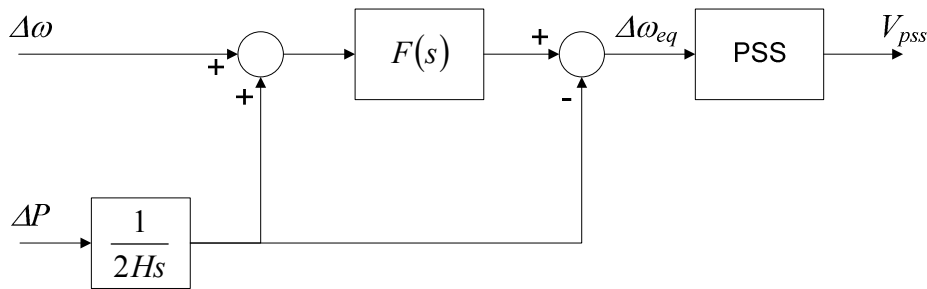


Figura 2.12 – Configuração de um estabilizador do tipo deltaP – Omega.

Como regra geral, estes princípios poderão ser estendidos a PSS instalados em outros dispositivos, como FACTS ou aerogeradores do tipo DFIG. É no entanto de salientar que a selecção do sinal mais adequado para entrada do PSS é diferente para estes dispositivos, como se abordará no Capítulo 4.

Embora as configurações clássicas dos PSS sejam ainda as mais utilizadas, existe uma cada vez maior alternativa. Em seguida são mencionados alguns exemplos.

2.6.2 Estabilizadores de Parâmetros Variáveis

Um dos aspectos mais interessantes do estabilizador clássico é a sua simplicidade. No entanto, esta constitui também a sua maior limitação, devido ao facto de utilizar parâmetros constantes. Como é sabido, uma boa solução de ajuste para um sistema e determinadas condições de operação pode já não ser satisfatória se essas condições de operação se alterarem. Embora seja muitas vezes possível encontrar para os estabilizadores clássicos um conjunto de parâmetros que constitua uma solução robusta, existem situações limite em que tal pode não ser viável.

Os PSS de ganho variável são uma tentativa de ultrapassar este problema [2], já que têm a capacidade de adoptar os valores dos parâmetros mais adequados a cada situação de exploração. Este é no entanto um assunto controverso uma vez que alguns autores argumentam que os requisitos de amortecimento podem ser alcançados para uma gama alargada de pontos de operação do sistema ajustando PSS de parâmetros constantes e os parâmetros do regulador de tensão [35]. Na opinião destes autores existe pouco incentivo para adoptar sistemas de controlo adaptativo.

Na Figura 2.13 são apresentados alguns exemplos de PSS de ganho variável. Em primeiro lugar mostra-se um PSS de ganho programado. Nestes controladores, o ganho varia de acordo com uma estratégia pré-programada em função das condições de operação do sistema. O PSS funciona essencialmente como uma tabela, em que os ganhos associados aos dois sinais de entrada são determinados a partir da potência activa gerada, da potência reactiva e da reactância equivalente vista pelo gerador.

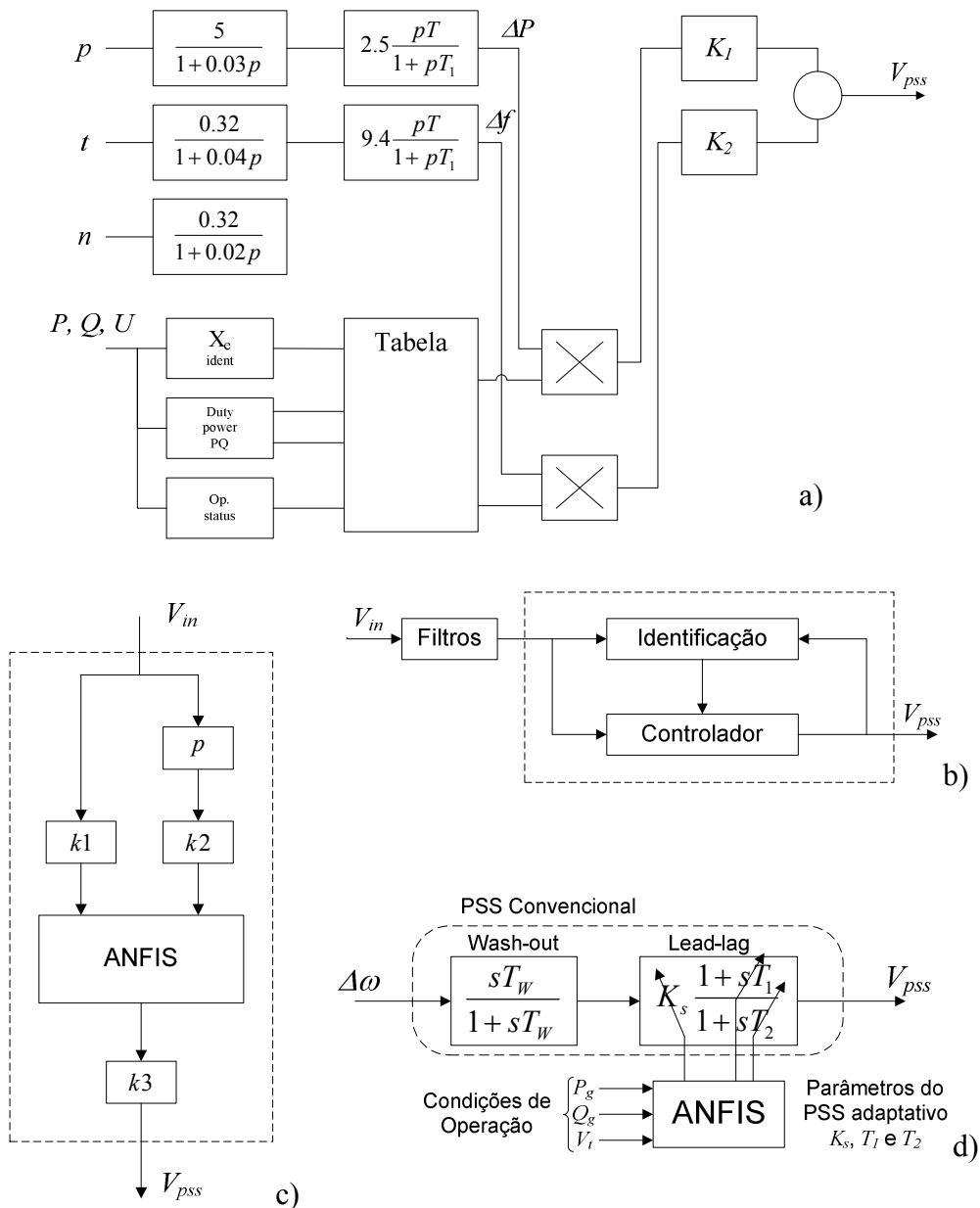


Figura 2.13 – Configuração de alguns tipos de PSS avançados: a) Tabela adaptativa (simplificado) [2], b) Estabilizador auto-adaptativo [36], c) PSS neurofuzzy [37], d) estabilizador ANFIS [38].

Outra forma de controlador adaptativo é o PSS auto ajustável apresentado na Figura 2.13 b) [36]. Este sistema é constituído por duas partes: identificação e controlador. O seu princípio de funcionamento consiste em identificar um conjunto de parâmetros do sistema e a partir deles calcular o controlo mais adequado de acordo com uma estratégia pré-definida. Embora se encontrem na literatura vários estudos dedicados aos PSS auto ajustáveis, estes não têm sido muito utilizados pela indústria [2].

Para melhorar o desempenho dos PSS para uma gama de ponto de operação foram também desenvolvidos novos tipos de controladores utilizando técnicas de inteligência artificial, como lógica difusa ou redes neuronais. Estas ferramentas são robustas e proporcionam resultados satisfatórios, com a vantagem de serem muito mais simples que as técnicas convencionais, que envolvem elaborados modelos matemáticos.

Como exemplo desta nova geração de controladores apresenta-se na Figura 2.13 c) o PSS proposto em [37], que utiliza um sistema de inferência difusa (ANFIS) para modular o sinal de controlo adicionado na referência do regulador de tensão da forma que melhor se adequa às características do sinal de entrada. Segundo os autores, esta configuração contribuiu para melhorar o amortecimento das oscilações, face a pequenas ou grandes perturbações, com melhor desempenho que os PSS clássicos.

Uma abordagem diferente é seguida em [38]. O PSS apresentado na Figura 2.13 d) consiste num PSS clássico cujos valores dos parâmetros são fornecidos por um sistema de inferência difusa que processa os dados que caracterizam o ponto de operação: potência activa, potência reactiva e tensão terminal do gerador. A saída do sistema ANFIS é o conjunto dos valores óptimos dos parâmetros do PSS para o cenário identificado. Os resultados mostraram que esta configuração consegue fornecer níveis adequados de amortecimento para uma gama alargada de condições de operação.

2.6.3 Estabilizadores com Sinais Globais

Os PSS utilizam normalmente sinais locais. Todavia, foi já demonstrado que a aplicação de um ou mais sinais remotos a um PSS pode contribuir para melhorar o amortecimento das oscilações inter-área [39][40]. Os avanços tecnológicos no campo de *Wide Area Measurement* (WAM) utilizando *Phasor Measurement Units* (PMU) têm contribuído para um interesse cada vez maior dos operadores por estes equipamentos e

pelo aumento do número de redes em que estão disponíveis. Por outro lado, constata-se que esta tecnologia permite já obter sinais de controlo síncronos a alta velocidade que podem ser utilizados pelos PSS.

A Figura 2.14 descreve a arquitectura geral apresentada em [40] para um sistema de controlo descentralizado/hierárquico utilizando tecnologia WAM. Neste sistema, as PMU são distribuídas pela rede, em locais estratégicos, de forma a obter em tempo real uma imagem do estado do sistema. A sincronização dos vários sinais é assegurada através da tecnologia *Global Positioning System* (GPS).

O controlo consiste num conjunto de p PSS e q PMU que se encontram em locais afastados dos PSS. Os sinais provenientes das PMU são designados de sinais remotos ou sinais globais, para salientar o facto de conterem informação relacionada com a dinâmica integral do sistema, por contraste com os sinais de controlo locais que frequentemente não têm boa observabilidade de modos de oscilação relevantes.

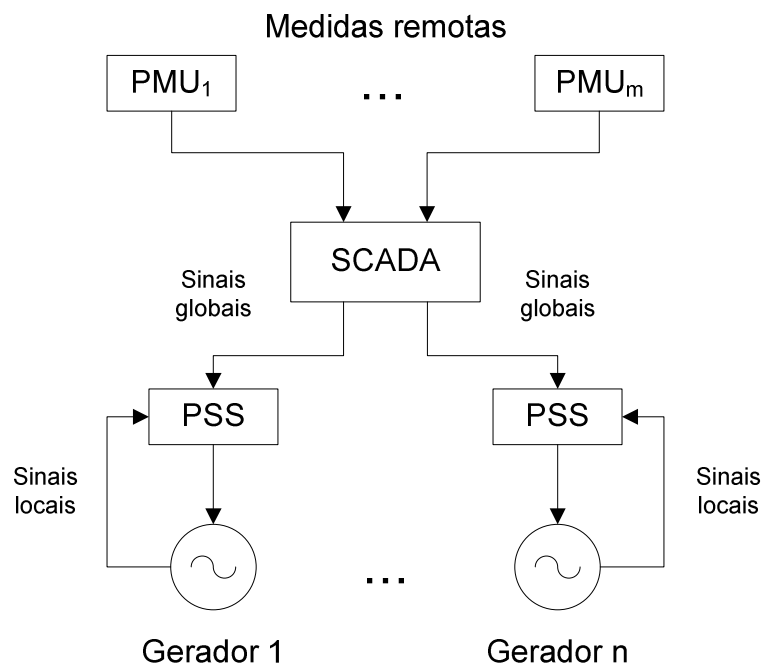


Figura 2.14 – Arquitectura geral do sistema de controlo com sinais globais.

Esta arquitectura, denominada em [40] de descentralizada/hierárquica, não considerado um esquema de controlo centralizado, sendo preferida relativamente a estes devido à maior flexibilidade operacional e fiabilidade, especialmente quando se perde o

sinal remoto. Nessas circunstâncias, o sistema continua em funcionamento embora com um nível de desempenho inferior. Isto porque uma camada descentralizada, totalmente autónoma e sem qualquer sistema de comunicação, está sempre presente para assegurar um nível mínimo de desempenho. Do ponto de vista da operação, perder o sinal de controlo remoto é então semelhante a uma contingência tipo $n-1$ [40].

2.7 DIMENSIONAMENTO DE ESTABILIZADORES

O dimensionamento de estabilizadores consiste em encontrar um conjunto de valores dos parâmetros que conduza a um aumento do amortecimento dos modos de oscilação seleccionados para valores considerados satisfatórios. Um conjunto de parâmetros é considerado uma solução robusta se produzir essa melhoria nos níveis de amortecimento para um conjunto de cenários de operação muito variados.

Pode encontrar-se na literatura um grande número de métodos para efectuar o dimensionamento de PSS. Não sendo possível afirmar que algum seja globalmente superior aos restantes, é importante conhecer as abordagens disponíveis e seleccionar o método mais adequado aos objectivos definidos para o desempenho dos PSS. Nesta dissertação optou-se por classificar esses métodos em quatro categorias e apresentar para cada uma alguns exemplos representativos.

2.7.1 Coeficientes de Sensibilidade

Como já foi referido, do ponto de vista de controlo, os estabilizadores clássicos consistem em compensadores avanço/atraso. O dimensionamento do PSS consiste assim em encontrar os valores dos parâmetros que permitam deslocar os modos de oscilação no plano complexo de forma a melhorarem o comportamento dinâmico do sistema.

Em [41] é proposto um método com duas etapas: a) dimensionamento dos blocos de compensação de fase e b) determinação do ganho do estabilizador. A compensação de fase assegura o amortecimento do modo, enquanto o ganho é responsável pela amplitude do amortecimento introduzido.

Os blocos de compensação de fase devem ser dimensionados de forma que a fase da sensibilidade à variação do ganho (K) seja 180° . Conhecida a fase a compensar ϕ_m , os parâmetros de um compensador de fase com uma função de transferência do tipo:

$$G_{comp} = \frac{1 + sT}{1 + sT/\alpha} \quad (2.4)$$

em que T é a constante de tempo e α o factor de filtro, obtêm-se com as expressões:

$$\alpha = \frac{1 + \sin \phi_m}{1 - \sin \phi_m}, \quad T = \frac{\sqrt{\alpha}}{\omega_m} \quad (2.5)$$

sendo ω_m a frequência do modo em causa.

O ganho é calculado de forma que o valor próprio de interesse se desloque da posição original no plano complexo λ_i^0 para o local desejado λ_i^d :

$$\Delta \lambda_i = \Delta K S_i = \Delta K \left| \frac{\partial \lambda_i}{\partial K} \right|_{s=\lambda_i} \quad (2.6)$$

obtendo-se então

$$\Delta K = \frac{|\lambda_i^d - \lambda_i^0|}{\left| \frac{\partial \lambda_i}{\partial K} \right|_{s=\lambda_i}} \quad (2.7)$$

A Figura 2.15 ilustra as duas etapas descritas. Esta figura ilustra claramente a necessidade de compensar a fase da sensibilidade, para que o modo de oscilação se desloque para o interior do semi-plano esquerdo. Para aumentar o amortecimento a sensibilidade deve ser próxima de $\pm 180^\circ$. Se for inferior a 90° a instalação do PSS contribuirá para uma diminuição do amortecimento do modo.

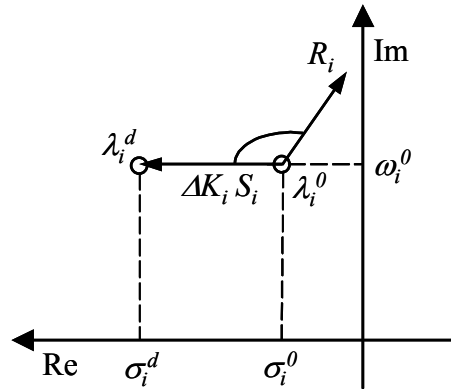


Figura 2.15 – Ilustração das etapas do dimensionamento de um PSS através do resíduo.

Esta formulação da metodologia é no entanto demasiado simplista, atendendo a que considera o dimensionamento do PSS para amortecer apenas um modo. No caso de existirem vários modos de oscilação é necessário que o ajuste dos PSS seja efectuada de forma a amortecer esses modos. Considera-se então para compensação de fase uma média ponderada da fase do resíduo para os vários modos, sendo por sua vez o ganho determinado pela resolução de um problema de optimização linear [41].

Admitindo que o factor de filtro α e o número de blocos N são conhecidos, o dimensionamento da compensação de fase consiste em determinar a constante de tempo T de forma que a fase da sensibilidade dos modos de oscilação, para todas as condições de operação consideradas, seja o mais próximo possível de 180 graus. Ou seja, sugere-se a resolução do seguinte problema de minimização:

$$\min_T \sum_{i=1}^{nm} \gamma_i \cos\{\arg[S_i(T)]\} \quad (2.8)$$

em que

$$\gamma_i = \frac{R_i}{\sum_{k=1}^{nm} R_k} \quad (2.9)$$

$$S_i(T) = R_i \left. \frac{\partial F(s, K)}{\partial K} \right|_{s = \lambda_i} \quad (2.10)$$

A função de transferência $F(s,K)$ depende do estabilizador a dimensionar. No caso do PSS clássico apresentado na Figura 2.11 essa função consiste em

$$F(s,K) = K \frac{sT_w}{1+sT_w} \left(\frac{1+sT}{1+sT/\alpha} \right)^N \quad (2.11)$$

Também de acordo com o descrito em [41], o ganho do estabilizador corresponde ao menor valor positivo entre os ganhos calculados para mover todos os modos de oscilação da localização inicial λ_i^0 para o local desejado λ_i^d no plano complexo. Matematicamente, esta formulação pode ser expressa como:

$$\min\{\Delta K_i\} \quad (2.12)$$

com

$$\Delta K_i > 0 \quad (2.13)$$

$$\Delta K_i = \frac{\lambda_i^d - \lambda_i^0}{\left| \frac{\partial \lambda_i}{\partial K_i} \right|} \quad (2.14)$$

$$\lambda_i^d = -\zeta^d \operatorname{Im}\{\lambda_i^0\} + j \operatorname{Im}\{\lambda_i^0\} \quad (2.15)$$

Em [42] é sugerido que a compensação de fase seja determinada de forma a eliminar o atraso da função de transferência entre a referência do regulador de tensão e a potência eléctrica do gerador. O ganho a adoptar é calculado através da resolução de um problema de optimização em que é efectuada a minimização da soma pesada dos incrementos dos ganhos dos PSS. A solução está sujeita a que o amortecimento de todos os modos de oscilação seja superior ao valor especificado, a variação de frequência se mantenha dentro dos valores definidos e os limites físicos dos PSS sejam respeitados.

Os pesos constituem uma forma de orientar as soluções para os geradores mais eficientes, por exemplo com base em estudos prévios. O dimensionamento é efectuado para um cenário que constitui uma situação adversa para o sistema – pior caso – sendo a solução determinada desta forma posteriormente validada para os restantes cenários.

Em [41] são utilizados coeficientes de sensibilidade no cálculo do ganho do estabilizador. Neste caso, a sensibilidade aproxima-se do resíduo da função de transferência entre a entrada do PSS e a sua saída. A compensação de fase deverá ser tal que a fase da sensibilidade do valor próprio, nas situações de exploração consideradas, seja o mais próximo possível de 180 graus, para que este se desloque para o interior do semi-plano esquerdo. O ganho a adoptar será o mínimo valor positivo calculado que torna o amortecimento de todos os modos de interesse (considerados no estudo) superior ao valor especificado. Estes objectivos podem também ser interpretados como a minimização das acções de controlo a efectuar no sistema.

Os métodos baseados na resolução de um problema de optimização linear admitem um conjunto de simplificações que permitem dimensionar PSS de uma forma simples. A principal limitação consiste em não permitirem esperar a identificação da solução óptima para a globalidade dos cenários considerados. Apresentam ainda o inconveniente de, em resultado da natureza incremental dos coeficientes de sensibilidade, se tornarem pouco rigorosos na determinação dos modos de oscilação quando os ganhos envolvidos são elevados e o ponto de operação do sistema se afasta do ponto em torno do qual a linearização foi efectuada.

Estes métodos produzem habitualmente resultados satisfatórios para variações relativamente pequenas em torno do ponto de operação considerado na linearização. Será necessário ter atenção a este facto, em especial quando os ganhos dos PSS envolvidos forem elevados, e redobrar os cuidados na validação dos resultados e avaliação da qualidade da solução. Poderão obter-se níveis de amortecimento inferiores ao especificado para determinação dos parâmetros dos PSS ajustados, o que implica a repetição do dimensionamento efectuando as devidas correcções.

2.7.2 Controlo Robusto

Uma forma de assegurar o desempenho satisfatório do controlador quando o sistema é sujeito a variações consiste em incorporar esses requisitos no processo de dimensionamento. No âmbito da teoria de controlo tal corresponde ao controlo robusto.

Controlo robusto refere-se a uma técnica de dimensionamento óptimo de controladores no âmbito da teoria de controlo. Consiste essencialmente num método de

otimização que tem em consideração uma forte definição matemática das restrições referentes ao comportamento esperado em malha fechada e a sua estabilidade estrita.

O controlador é determinado especificando as características de estabilidade e desempenho considerando o modelo da Figura 2.16 e o modelo de incertezas através de uma malha colocada em torno do sistema a controlar. O controlador é depois determinado otimizando a chamada norma H_∞ [5]. Na Figura 2.16 o bloco P representa o sistema a controlar e o bloco K o controlador. A saída do sistema para o controlador é v e do controlador para o sistema é u , enquanto w representa as entradas exógenas do sistema (valores de referência, ruído ou perturbações). As saídas z são as grandezas necessárias para especificar o desempenho do sistema [5].

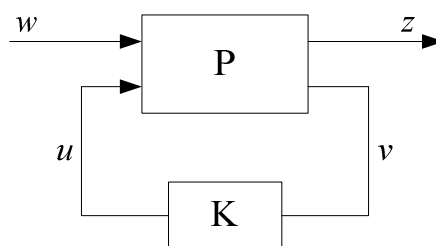


Figura 2.16 – Esquema geral de controlo.

Todavia, os métodos de controlo robusto não abrangem grandes mudanças estruturais que podem ocorrer nos sistemas. Por exemplo, a saída de serviço de uma linha ou a indisponibilidade de um gerador [5]. A robustez do controlador tem por isso que ser assegurada de outra forma após o dimensionamento.

2.7.3 Colocação de Pólos com Meta-heurísticas

O dimensionamento de PSS pode também ser formulado como um problema de optimização, em que a função objectivo modeliza os requisitos técnicos e funcionais do problema para uma gama de condições de operação. A utilização de meta-heurísticas como ferramenta de optimização permite tipos de função objectivo complexas e não lineares, tornando possível considerar variações bem mais significativas que o modelo de incertezas referido na secção anterior. Esta abordagem permite movimentar os modos de oscilação para as zonas mais amortecidas, constituindo assim uma forma viável de ultrapassar algumas limitações dos métodos mais tradicionais.

Esta abordagem considera diferentes tipos de problemas de optimização e de algoritmos para a sua resolução. O primeiro aspecto, referente à formulação do problema de optimização bem como à definição da função objectivo e das restrições, é fundamental para atingir os objectivos propostos. Em seguida, o problema pode ser resolvido com uma das várias meta-heurísticas disponíveis. O PSS dimensionado não deve depender do algoritmo de optimização utilizado, sendo por isso considerado na análise apresentada um aspecto secundário. Será um factor mais relevante para estudos de análise comparativo do desempenho dos algoritmos de optimização.

Em [43][44] é proposta a minimização de uma das seguintes funções:

$$J_1 = \max\{\text{Re}(\lambda_{ki}) + \beta\} \quad k = 1, 2, \dots, ng; i = 1, 2, \dots, nm \quad (2.16)$$

$$J_2 = \max\left\{\text{Re}(\lambda_{ki}) + \beta + \frac{1}{\alpha} \text{Im}(\lambda_{ki})\right\} \quad k = 1, 2, \dots, ng; i = 1, 2, \dots, nm \quad (2.17)$$

em que λ_{ki} é o modo i associado ao gerador k , ng é o número de geradores e nm o número de modos de oscilação de interesse. A primeira função procura colocar os modos de oscilação no interior do semi-plano, à esquerda de uma linha vertical definida pelo parâmetro β , como se pode observar na Figura 2.17. O objectivo da optimização consiste em minimizar a maior distância entre os modos e essa linha vertical. De uma forma muito semelhante, a optimização de J_2 procura minimizar a maior distância dos modos à linha correspondente ao amortecimento definido pelos parâmetros α e β . Esta situação é também ilustrada na Figura 2.17. Em ambos os casos são incluídas ainda restrições correspondentes aos limites físicos dos PSS.

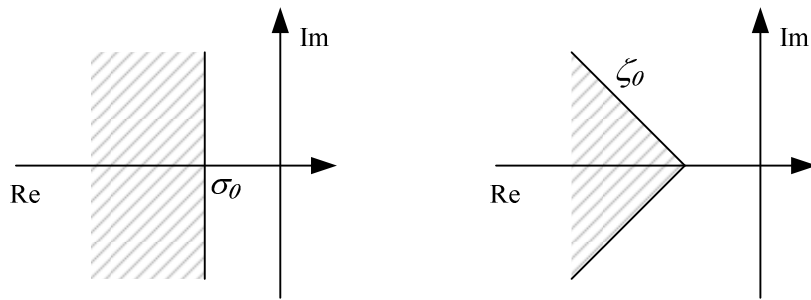


Figura 2.17 – Região admissível no plano complexo para os novos modos de oscilação.

Em [45] os autores propõe minimizar funções semelhantes:

$$J_1 = \sum_{j=1}^{nc} \sum_{\sigma_{ij} \geq \sigma_0}^{nm} [\sigma_0 - \sigma_{ij}]^2 \quad (2.18)$$

$$J_2 = \sum_{j=1}^{nc} \sum_{\varsigma_{ij} \leq \varsigma_0}^{nm} [\varsigma_0 - \varsigma_{ij}]^2 \quad (2.19)$$

Neste caso pretende-se encontrar um compromisso para o amortecimento de cada modo, penalizando, para todos os cenários e para todos os modos de oscilação considerados, a soma do quadrado da distância dos modos ao valor de referência. Para a função J_1 é especificado o valor da componente real do valor próprio enquanto para J_2 é especificado o valor do amortecimento pretendido.

Em [46] é proposta a maximização da seguinte função:

$$F = \sum_{i=1}^{nc} \sum_{j=1}^{nm} (\varsigma_j) \quad (2.20)$$

sujeita a um conjunto de restrições, que compreendem o amortecimento especificado e os limites das variáveis de controlo. Esta função conduz à maximização do amortecimento, através da optimização de um índice que consiste na soma do amortecimento dos modos de oscilação de interesse para os nc cenários considerados.

Qualquer uma das três formulações apresentadas deve conduzir a uma solução robusta para o ajuste dos PSS. Contudo, este tipo de função objectivo apresenta alguns inconvenientes. Como a função objectivo não é escrita em função das variáveis de controlo (parâmetros a ajustar dos PSS) estes são determinados indirectamente como consequência da imposição do valor do amortecimento. Ou seja, pode obter-se como solução qualquer combinação de valores que conduza ao amortecimento desejado. Outra desvantagem reside na necessidade de especificar previamente os PSS a utilizar, já que ao contrário dos métodos referidos na secção anterior, baseados em conceitos de sensibilidade, não permitem indicar localizações candidatas e deixar o algoritmo de optimização seleccionar os geradores mais eficientes.

Com o objectivo de combinar as características mais interessantes destas duas categorias de métodos, foi proposto em [47][48] o ajuste dos PSS através da resolução do seguinte problema de optimização:

$$\min \quad F(\underline{X}) = \sum_{k=1}^{nc} \sum_{i=1}^{nm} \sum_{j=1}^{ng} (1 - p_{ji}) K_j \quad (2.21)$$

$$\text{sujeito a} \quad \zeta_j \geq \zeta_{j,\min} \quad (2.22)$$

$$\underline{X}_{j,\max} \geq \underline{X}_j \geq \underline{X}_{j,\min} \quad (2.23)$$

em que $\underline{X}$ é o conjunto de variáveis de controlo a utilizar em cada PSS a instalar (solução do problema), K_j é o ganho do PSS instalado no gerador j e p_{ji} são factores de ponderação que indicam a eficiência de um PSS j amortecer um modo i .

A optimização de F procura a minimização da soma ponderada do ganho dos PSS para todos os cenários considerados, sujeita a um conjunto de restrições. Como restrições é considerado que o amortecimento deve ser superior a um limite especificado e que o valor das variáveis de controlo deve estar contido na gama admissível de valores. O problema é resolvido com o algoritmo EPSO.

Como foi já referido, este método apresenta as seguintes vantagens: pesquisa uma solução robusta e possibilidade de identificação da localização mais adequada para os estabilizadores. A desvantagem deste método reside no facto de apresentar um esforço computacional relativamente elevado para sistemas de média dimensão.

Os problemas de optimização associados a este tipo de formulações têm sido resolvidos recorrendo a diferentes algoritmos, que dependem, naturalmente, das características do problema considerado. No caso dos problemas lineares é utilizado o simplex, enquanto nos restantes se recorre a meta-heurísticas. As meta-heurísticas mais populares são os Algoritmos Genéticos, utilizados em [43][46], embora qualquer outro possa ser utilizado com sucesso como fica demonstrado pela utilização de Tabu Search [44], Simulated Annealing [49], Particle Swarm Optimization [50] e Evolutionary Particle Swarm Optimization [47][48]. Contudo, o desempenho dos algoritmos é diferente, podendo um deles ser mais adequado a determinada formulação do problema.

2.7.4 Minimização do Erro Quadrático

Uma abordagem alternativa aos métodos propostos nas secções anteriores, em que a avaliação da qualidade das soluções se baseia na determinação dos modos de oscilação do sistema, passa pela utilização de um índice de desempenho designado *Integral Square Error* (ISE) que consiste na soma do quadrado dos desvios dos ângulos do rotor de todas as máquinas. Para cada máquina i o ISE é determinado por:

$$J_i = \int_0^{\infty} [\Delta\delta'_i(t)]^2 dt \quad (2.24)$$

em que $\delta'_i(t) = \delta_i(t) - \delta_i(\infty)$, sendo $\delta_i(\infty)$ o valor em regime estacionário de $\delta_i(t)$ após a perturbação simulada. A perturbação proposta em [51] consiste numa variação em degrau aplicada no binário mecânico de uma máquina. Os parâmetros dos PSS são depois determinados minimizando a soma de todos os índices J_i . Note-se que nas simulações efectuadas para calcular (2.24) são utilizados modelos lineares.

Por outro lado, em [51] é proposto o ajuste sequencial dos PSS, como alternativa ao ajuste simultâneo implementado pelos métodos apresentados nas secções anteriores. Neste caso, os PSS são ajustados, um de cada vez, de acordo com uma determinada ordem. Repetindo o processo de ajuste algumas vezes a sequência considerada inicialmente torna-se quase irrelevante e pode obter-se uma solução igualmente satisfatória quando comparada com as obtidas através do ajuste simultâneo. As vantagens apontadas a este método são a simplicidade e o reduzido peso computacional.

2.8 CONCLUSÃO

Neste capítulo referiram-se alguns conceitos gerais relacionados com produção eólica, estabilidade para pequenas perturbações e ajuste de estabilizadores. O principal objectivo desta exposição consistiu em enquadrar o trabalho realizado no âmbito da dissertação com o conhecimento actual destes temas.

Começou-se por referir os actuais níveis de integração da produção eólica nos sistemas eléctricos e o desenvolvimento esperado para os próximos anos. Referiram-se

também as características mais relevantes dos principais tipos de tecnologia de conversão energia eólica actualmente disponíveis.

Foi também caracterizado o problema de estabilidade para pequenas perturbações e o impacto da integração em grande escala de produção eólica nos níveis de amortecimento dos modos de oscilação electromecânicos.

Apresentaram-se algumas das formas possíveis de aumentar os níveis de amortecimento dos sistemas. A ênfase foi colocada na instalação de PSS em vários dispositivos: geradores síncronos, FACTS ou DFIG. Em seguida apresentaram-se alguns dos métodos propostos na literatura para efectuar o ajuste dos parâmetros dos PSS. Todos estes métodos apresentam naturais vantagens e desvantagens, não sendo possível concluir pela superioridade de um relativamente aos restantes.

Capítulo 3

MODELOS DE SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA PARA PEQUENAS PERTURBAÇÕES

3.1 INTRODUÇÃO

A modelização matemática dos componentes que constituem um sistema de energia tem naturalmente um papel crucial na qualidade dos resultados de estudos de simulação. É por isso habitual despende algum esforço no processo de recolha de dados e na identificação dos modelos mais adequados para representar os componentes.

É prática comum adoptar, sempre que possível, modelos genéricos. A utilização destes modelos tem grandes vantagens, como o facto de se encontrarem bem descritos na literatura e também ser possível encontrar uma grande quantidade de valores típicos para os parâmetros, o que permite colmatar a frequente falta de informação disponibilizada por fabricantes e operadores. Acresce ainda que estes modelos estão disponíveis nos programas de simulação mais utilizados na indústria, o que evita o trabalho sempre demorado e complexo de implementar os modelos.

Um inconveniente dos modelos genéricos reside no facto de por vezes a sua utilização poder implicar algumas simplificações, levando a desprezar alguns fenómenos que poderão ser relevantes. Todavia, em geral, os benefícios desta abordagem superam os inconvenientes. É por isso prática corrente adoptar modelos genéricos para representação dos geradores síncronos e controladores associados, nomeadamente reguladores de tensão e de velocidade.

No caso da representação dos aerogeradores a abordagem actual é diferente. De facto, verifica-se que a modelização das tecnologias de conversão eólica não se encontra normalizada, existindo uma grande diversidade de modelos que representam filosofias de controlo diferentes, por vezes específicas de um determinado fabricante. Alguns programas de simulação começaram recentemente a disponibilizar modelos genéricos de aerogeradores, mas, em geral, não é permitida a modificação desses modelos, por exemplo para implementar novos sistemas de controlo como PSS.

É ainda frequentemente ser necessário estudar em detalhe o funcionamento do sistema de conversão eólico, identificar os fenómenos relevantes para a análise a efectuar, proceder à sua representação matemática e efectuar a sua implementação nos programas de simulação a utilizar. Para a realização desta dissertação foi seguida esta abordagem devido à necessidade de utilizar dois modelos coerentes para simulação não linear no domínio do tempo (para análise de fenómenos transitórios) e para cálculo dos modos de oscilação de um sistema (estabilidade para pequenas perturbações).

Assim, neste capítulo, descrevem-se em pormenor os modelos de tecnologias de conversão eólica adoptados na dissertação. Começa-se por trabalhar o gerador de indução convencional e depois o gerador de indução duplamente alimentado. Para cada tipo de tecnologia é apresentada a modelização não linear do gerador com os respectivos sistemas de controlo e deduzido e validado o modelo linearizado a utilizar no estudo de estabilidade para pequenas perturbações.

É de salientar que no desenvolvimento dos modelos são aplicados conceitos fundamentais de sistemas lineares, que definem o processo de linearização do conjunto de equações que caracterizam o modelo e possibilitam o seu estudo através de análise modal. Estes conceitos são descritos resumidamente no Anexo A.

As equações do modelo linearizado são posteriormente colocadas no formato descrito no Anexo B, de forma a ser possível consolidar o modelo do aerogerador com o modelo da rede e do gerador síncrono, também descritos no Anexo B.

3.2 CARACTERIZAÇÃO GERAL DO MODELO DE UM AEROGERADOR

Genericamente, o modelo de um aerogerador pode ser constituído pelos componentes referidos na Figura 3.1 [52]. O modelo do vento permite simular o comportamento do recurso eólico, fornecendo à turbina uma velocidade de vento.

O modelo aerodinâmico é utilizado para simular a conversão da energia contida no vento em energia cinética. O modelo do veio simula os efeitos de a turbina, com grande inércia e baixa velocidade de rotação, se encontrar ligada a um gerador, com inércia menor e velocidade elevada, através de uma caixa de velocidades. O gerador modeliza a transformação de energia mecânica em energia eléctrica. A interface com a rede representa, nos casos em que existe, o funcionamento dos conversores electrónicos.

Os sistemas de controlo e protecção são também extremamente importantes. Normalmente são considerados os sistemas de controlo de ângulo das pás, designado controlo de *pitch*, e os controladores dos conversores. A representação das protecções pode também ser relevante. Por exemplo, o *crowbar*, utilizado para proteger os conversores na sequência de um curto-circuito, pode ser importante em estudos de verificação da capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão – *ride trough fault* na literatura anglo-saxónica. A protecção de mínimo de tensão pode ser necessária para alguns tipos de estudos em que se pretenda verificar se uma máquina é desligada na sequência de um defeito na rede, enquanto a protecção de máximo de tensão pode ser necessária em estudos onde seja previsível a ocorrência de sobretensões.

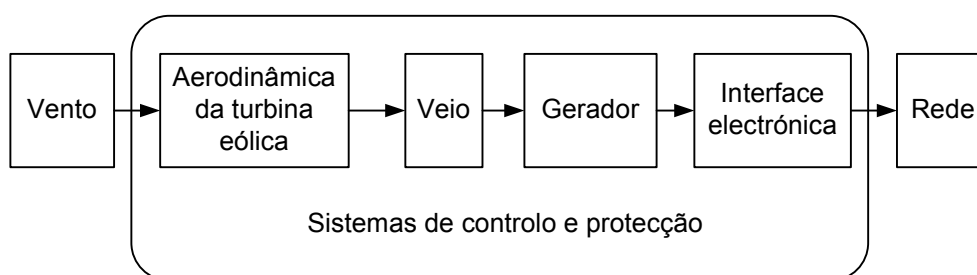


Figura 3.1 – Esquema geral de um modelo de um aerogerador de velocidade variável.

O grau de detalhe utilizado na modelização de cada componente referido na Figura 3.1 depende dos objectivos dos estudos a realizar, do horizonte temporal envolvido e da gama de frequências dos fenómenos a observar. Existem modelos pormenorizados, que simulam com grande detalhe o controlo dos conversores [53][54], e também modelos mais simples, que representam apenas a variação da potência injectada [3][55]. Se no segundo caso o modelo pode ser demasiado simplificado para certos tipos de estudos, o primeiro implica, pela sua complexidade, algum trabalho adicional, por exemplo na identificação dos valores mais adequados dos parâmetros dos sistemas de controlo dos conversores. Importa por isso seleccionar um modelo que apresente um compromisso adequado para cada estudo.

Em estudos de estabilidade transitória é possível adoptarem-se algumas simplificações que reduzem consideravelmente a complexidade de um modelo, sem no entanto comprometer a qualidade das soluções. Estas simplificações serão naturalmente também válidas em estudos de estabilidade para pequenas perturbações. Os pressupostos habitualmente considerados são os seguintes [1][11]:

- A taxa de variação do fluxo magnético ($d\lambda/dt$) no estator é desprezada;
- O rotor apresenta uma estrutura simétrica;
- A força elástica e a força resultante de torção no veio são desprezadas;
- A saturação magnética é desprezada;
- A distribuição de fluxos é considerada como sinusoidal;
- As perdas por atrito e ventilação são desprezadas.

Por outro lado, no estudo de um parque eólico, podem considerar-se dois níveis de representação: a) modelização detalhada do parque, representando individualmente cada aerogerador e as ligações entre eles e a subestação de interligação ou b) representação do parque através de uma máquina equivalente. O primeiro caso pode envolver a representação de várias centenas de máquinas e implicar um esforço computacional elevado. Este nível de representação pode ser necessário, por exemplo, para definir as estratégias de controlo de tensão e de potência reactiva de um parque.

Um parque eólico pode também ser representado tal como é visto pela rede. Nesse caso a preocupação não é o comportamento individual de cada máquina mas o

efeito agregado de um parque eólico no sistema. Cada aerogerador é agregado numa máquina equivalente, geralmente ligada à subestação de interligação, representando um parque eólico ou vários parques de uma região. A dimensão do sistema a analisar é assim muito menor. Este nível de representação é normalmente utilizado no estudo dos efeitos da injeção de potência na rede.

3.3 AEROGERADOR DE INDUÇÃO CONVENCIONAL

O aerogerador de indução foi representado nos estudos realizados pelo modelo do gerador. A não representação da turbina constitui uma aproximação habitual quando o principal objectivo dos estudos a realizar é a avaliação do impacto destas máquinas na operação dos sistemas. Trata-se de uma máquina de velocidade fixa em que a potência mecânica aplicada ao gerador não depende das condições de operação ou dos sistemas de controlo. Nos estudos em que não é simulada a variação da velocidade do vento a potência mecânica é considerada constante e é uma entrada do modelo.

3.3.1 Gerador de Indução e Veio Mecânico

As equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico de um gerador de indução encontram-se muito bem descritas na literatura como [15]

$$\begin{cases} \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H}(T_m - T_e) \\ \frac{de'_d}{dt} = \omega_0 s \cdot e'_q - \frac{1}{T_0}(e'_d - (X - X')i_q) \\ \frac{de'_q}{dt} = -\omega_0 s \cdot e'_d - \frac{1}{T_0}(e'_q + (X - X')i_d) \end{cases} \quad (3.1)$$

onde X' e X correspondem às reactâncias transitória e de circuito aberto, respectivamente, e' corresponde à f.e.m. transitória, i corresponde à corrente e T_0 é a constante de tempo de circuito-aberto. Os índices d e q denotam o eixo directo e o eixo de quadratura, respectivamente, representando as componentes segundo os eixos de referência d - q a girar à velocidade síncrona [11].

Na equação de oscilação, H é a constante de inércia total do conjunto electromecânico (máquina primária e máquina eléctrica), T_m é o binário mecânico produzido pela máquina primária (neste caso a turbina eólica) e T_e é o binário electromagnético, calculado usando a expressão [11]:

$$T_e = e'_d i_d + e'_q i_q \quad (3.2)$$

O deslizamento s da máquina e a velocidade angular ω_r são definidos como

$$s = \frac{\omega_0 - \omega}{\omega_0} = -\omega_r \quad (3.3)$$

em que $\omega_0 = 2\pi f_0$ e f_0 é a frequência da rede.

Por outro lado, as equações algébricas que descrevem o funcionamento do estator e definem a tensão aos terminais do gerador são [11]:

$$\begin{cases} v_d = e'_d - R_s i_d + X' i_q \\ v_q = e'_q - R_s i_q - X' i_d \end{cases} \quad (3.4)$$

Para pequenas perturbações, (3.1) pode escrever-se

$$\begin{cases} \Delta \dot{\omega}_r = \frac{1}{2H} (\Delta T_m - \Delta T_e) \\ \Delta \dot{e}'_d = -\omega_0 \Delta \omega_r e'_{q0} + \omega_0 s_0 \Delta e'_q - \frac{1}{T_0} \Delta e'_d + \frac{(X - X')}{T_0} \Delta i_q \\ \Delta \dot{e}'_q = \omega_0 \Delta \omega_r e'_{d0} - \omega_0 s_0 \Delta e'_d - \frac{1}{T_0} \Delta e'_q - \frac{(X - X')}{T_0} \Delta i_d \end{cases} \quad (3.5)$$

com

$$\Delta T_e = \Delta e'_d i_{d0} + e'_{d0} \Delta i_d + \Delta e'_q i_{q0} + e'_{q0} \Delta i_q \quad (3.6)$$

Admitindo que a potência mecânica se mantém constante, tem-se também

$$\Delta T_m = -\frac{T_{m0}}{\omega_{r0}} \Delta \omega_r \quad (3.7)$$

A equação (3.4) é facilmente linearizada, obtendo-se

$$\begin{cases} \Delta v_d = \Delta e'_d - R_s \Delta i_d + X' \Delta i_q \\ \Delta v_q = \Delta e'_q - R_s \Delta i_q - X' \Delta i_d \end{cases} \quad (3.8)$$

3.3.2 Modelo para Estudos de Estabilidade para Pequenas Perturbações

3.3.2.1 Modelo Linearizado

O modelo descrito utiliza três variáveis de estado: desvio de velocidade e componentes d - q da força electromotriz.

$$\Delta x = [\Delta \omega_r \quad \Delta e'_d \quad \Delta e'_q] \quad (3.9)$$

Manipulando (3.5) e (3.8) para a colocar as equações na forma canónica, especificada no Anexo B, obtém-se o sistema de equações

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x} &= A \Delta x + B \Delta v \\ \Delta i &= C \Delta x + D \Delta v \end{aligned} \quad (3.10)$$

em que

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{T_{m0}}{\omega_{r0}} & -\frac{1}{2H} i_{d0} & -\frac{1}{2H} i_{q0} \\ s_0 e'_q & -\frac{1}{T_0} & s_0 \omega_0 \\ \omega_0 e'_{d0} & -s_0 \omega_0 & -\frac{1}{T_0} \end{bmatrix}, \quad B = \begin{bmatrix} -\frac{1}{2H} e'_{d0} & -\frac{1}{2H} e'_{q0} \\ 0 & \frac{(X - X')}{T_0} \\ -\frac{(X - X')}{T_0} & 0 \end{bmatrix}$$

$$C = \frac{1}{R_s^2 + X'^2} \begin{bmatrix} 0 & R_s & X' \\ 0 & -X' & R_s \end{bmatrix}, \quad D = \frac{-1}{R_s^2 + X'^2} \begin{bmatrix} R_s & X' \\ -X' & R_s \end{bmatrix}$$

De salientar que estas equações encontram-se no formato necessário para serem posteriormente integradas no modelo multimáquina descrito no Anexo B.

3.3.2.2 Parâmetros do Modelo do Gerador

Os dados do gerador podem por vezes ser fornecidos numa forma diferente da utilizada no modelo. No caso de serem fornecidos os valores da resistência e reactância dos enrolamentos do estator e do rotor e a reactância de magnetização, os parâmetros utilizados pelo modelo podem ser calculados com as seguintes expressões:

$$X = X_s + X_m \quad (3.11)$$

$$X' = X_s + \frac{X_m \cdot X_r}{X_m + X_r} \quad (3.12)$$

$$T_0 = \frac{1}{\omega_0 R_r} (X_r + X_m) \quad (3.13)$$

3.3.2.3 Condições Iniciais

As condições iniciais podem ser calculadas com as seguintes expressões, em que i_{d0} e i_{q0} são as componentes d - q da corrente fornecida pela máquina. Igualmente, v_{d0} e v_{q0} são as componentes d - q da tensão aos terminais da máquina. P_{g0} é a potência total fornecida pelo gerador. Estes valores são obtidos pela resolução do fluxo de potências.

$$\begin{cases} e_{d0} = v_{d0} + R_s i_{d0} - X' \cdot i_{q0} \\ e_{q0} = v_{q0} + R_s i_{q0} + X' \cdot i_{d0} \end{cases} \quad (3.14)$$

$$s_0 = \frac{1}{T_0} \frac{(e_{d0} - (X - X') i_{q0})}{\omega_0 \cdot e_{q0}} \quad (3.15)$$

$$T_{m0} = \frac{P_{g0}}{1 - s_0} \quad (3.16)$$

3.3.2.4 Validação do Modelo Linearizado

O processo adoptado para validação do modelo linearizado consistiu em comparar o resultado de simulações no domínio do tempo utilizando este modelo com os resultados da mesma simulação utilizando o modelo não linear.

Para este efeito simulou-se a máquina ligada a um barramento de potência infinita e aplicou-se um degrau, com amplitude -0.01 p.u., na referência do regulador de tensão de um gerador síncrono. A situação apresentada corresponde ao Exemplo 4.2 estudado na Secção 4.2. As simulações não lineares foram realizadas com o PSS^{TME} enquanto as simulações lineares foram realizadas com a aplicação desenvolvida em MATLAB. Os resultados para a potência activa, potência reactiva, tensão terminal e desvio de velocidade são apresentados na Figura 3.2.

Pode então confirmar-se que ambos os modelos apresentam uma resposta semelhante para a perturbação simulada e portanto a linearização efectuada será adequada. Na sequência da perturbação aplicada, a tensão aos terminais da máquina diminui. Como consequência a potência reactiva absorvida pela máquina diminui e a potência activa entregue à rede diminui também ligeiramente.

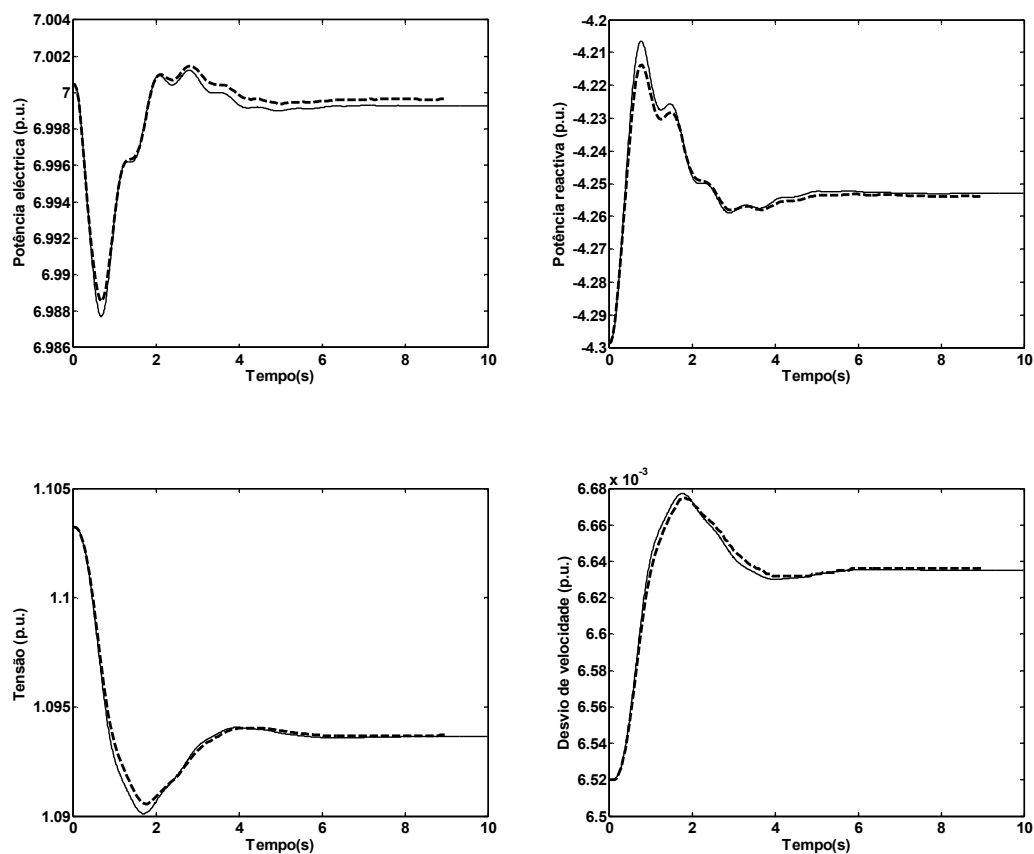


Figura 3.2 – Validação da linearização do modelo do aerogerador de indução: Modelo não linear implementado no PSS^{TME} (-), modelo linear implementado no MATLAB (--).

3.4 AEROGERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

3.4.1 Gerador de Indução Duplamente Alimentado

A modelização da máquina de indução duplamente alimentada tem por base o modelo da máquina de indução descrito na secção anterior. A diferença básica reside nas tensões do rotor que são, neste caso, diferentes de zero, por o rotor não se encontrar curto circuitado. As equações que descrevem o funcionamento do gerador são [11]:

$$\begin{cases} \frac{de'_d}{dt} = \omega_0 s \cdot e'_q - \frac{1}{T_0} (e'_d - (X - X') i_{qs}) - \omega_0 \frac{L_m}{L_{rr}} v_{qr} \\ \frac{de'_q}{dt} = -\omega_0 s \cdot e'_d - \frac{1}{T_0} (e'_q + (X - X') i_{ds}) + \omega_0 \frac{L_m}{L_{rr}} v_{dr} \end{cases} \quad (3.17)$$

$$\begin{cases} v_{ds} = e'_d - R_s i_{ds} + X' i_{qs} \\ v_{qs} = e'_q - R_s i_{qs} - X' i_{ds} \end{cases} \quad (3.18)$$

onde L_m representa a indutância mútua de magnetização entre os enrolamentos do estator e o rotor e L_{rr} é a auto-indutância dos enrolamentos do rotor [11].

Os parâmetros têm o significado já descrito para a máquina de indução. Os índices d e q denotam o eixo directo e o eixo de quadratura, respectivamente, representando as componentes segundo os eixos de referência d - q a girar à velocidade síncrona. Os índices s e r denotam grandezas do estator e do rotor, respectivamente.

É de salientar que o modelo matemático adoptado nesta dissertação permite explorar as componentes v_{dr} e v_{qr} , presentes nas equações das tensões transitórias do rotor, para controlo da máquina. Tal implica que o conversor electrónico ligado ao rotor seja modelizado como uma fonte de tensão controlada (ver Secção 3.4.4).

Linearizando (3.17) obtém-se

$$\begin{cases} \Delta e'_d = -\omega_0 \Delta \omega_r e'_{q0} + \omega_0 s_0 \Delta e'_q - \frac{1}{T_0} \Delta e'_d + \frac{(X - X')}{T_0} \Delta i_{qs} - \omega_0 \frac{L_m}{L_{rr}} \Delta v_{qr} \\ \Delta e'_q = \omega_0 \Delta \omega_r e'_{d0} - \omega_0 s_0 \Delta e'_d - \frac{1}{T_0} \Delta e'_q - \frac{(X - X')}{T_0} \Delta i_{ds} + \omega_0 \frac{L_m}{L_{rr}} \Delta v_{dr} \end{cases} \quad (3.19)$$

Por outro lado, resolvendo (3.18) em ordem à corrente e linearizando tem-se

$$\begin{cases} \Delta i_{ds} = \frac{1}{R_s'^2 + X'^2} (R_s \Delta e'_d + X' \Delta e'_q - R_s \Delta v_{ds} - X' \Delta v_{qs}) \\ \Delta i_{qs} = \frac{1}{R_s'^2 + X'^2} (-X' \Delta e'_d + R_s \Delta e'_q + X' \Delta v_{ds} + R_s \Delta v_{qs}) \end{cases} \quad (3.20)$$

Para a máquina duplamente alimentada, além das equações (3.17) e (3.18) é necessário definir as equações das correntes do rotor tendo em vista a sua utilização nas malhas de controlo. As componentes da corrente do rotor são dadas por [11]

$$\begin{cases} i_{dr} = \frac{L_m}{L_{rr}} i_{ds} + \frac{e'_q}{L_m} \\ i_{qr} = \frac{L_m}{L_{rr}} i_{qs} - \frac{e'_d}{L_m} \end{cases} \quad (3.21)$$

Estas equações são facilmente linearizadas, obtendo-se

$$\begin{cases} \Delta i_{dr} = \frac{L_m}{L_{rr}} \Delta i_{ds} + \frac{\Delta e_q}{L_m} \\ \Delta i_{qr} = \frac{L_m}{L_{rr}} \Delta i_{qs} - \frac{\Delta e_d}{L_m} \end{cases} \quad (3.22)$$

Por sua vez, as potências são definidas como [11]

$$\begin{cases} P_s = \text{Re}\{v_s i_s^*\} = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} \\ Q_s = \text{Im}\{v_s i_s^*\} = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} \end{cases} \quad (3.23)$$

$$\begin{cases} P_r = -sP_s = \text{Re}\{v_r i_r^*\} = v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr} \\ Q_r = \text{Im}\{v_r i_r^*\} = v_{qr} i_{dr} - v_{dr} i_{qr} \end{cases} \quad (3.24)$$

A potência activa total gerada na máquina é dada pela soma das duas componentes. Por outro lado, admite-se que a potência reactiva fornecida pelo rotor é nula, pelo que linearizando estas relações se obtém

$$\begin{cases} \Delta P = (v_{ds0} i_{ds0} + v_{qs0} i_{qs0}) \Delta \omega + \\ \quad + v_{ds0} (1-s_0) \Delta i_{ds} + v_{qs0} (1-s_0) \Delta i_{qs} + \\ \quad + i_{ds0} (1-s_0) \Delta v_{ds} + i_{qs0} (1-s_0) \Delta v_{qs} \\ \Delta Q = v_{qs0} \Delta i_{ds} + i_{ds0} \Delta v_{qs} - v_{ds0} \Delta i_{qs} - i_{qs0} \Delta v_{ds} \end{cases} \quad (3.25)$$

3.4.2 Equação do Movimento do Rotor

A dinâmica do rotor do gerador de indução é descrita por

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e + D\omega_r) \quad (3.26)$$

em que T_m é o binário mecânico produzido pela máquina primária, neste caso a turbina eólica, T_e é o binário electromagnético, D é o coeficiente de amortecimento e H é a constante de inércia total do conjunto electromecânico (gerador e máquina primária) e

$$T_e = e'_d i_{ds} + e'_q i_{qs} \quad (3.27)$$

Linearizando a equação do movimento (3.26) obtém-se

$$\Delta \dot{\omega}_r = \frac{1}{2H} (\Delta T_m - \Delta T_e) \quad (3.28)$$

em que ΔT_e se obtém linearizando (3.27)

$$\Delta T_e = i_{ds0} \Delta e'_d + i_{qs0} \Delta e'_q + e'_{d0} \Delta i_{ds} + e'_{q0} \Delta i_{qs} \quad (3.29)$$

De acordo com a convenção utilizada para modelização do gerador, binário ou potência com sinal positivo correspondem ao modo de operação como gerador enquanto valores negativos destas grandezas correspondem ao modo de operação como motor.

Em (3.26) a constante de inércia H representa o sistema electromecânico constituído pela turbina eólica e pelo gerador eléctrico. É habitualmente designado por modelo de uma massa [11] e é o mais utilizado em estudos de estabilidade. Deve no entanto ter-se em atenção o facto de esta representação desprezar os efeitos do acoplamento ao considerar rígido o veio de acoplamento entre as duas massas. Esta

simplificação pode conduzir a resultados optimistas no cálculo do tempo crítico de eliminação de um defeito, como é concluído em [56].

No caso dos aerogeradores de velocidade variável controlados por conversores electrónicos o modelo de uma massa será adequado porque o comportamento do eixo da turbina raramente é reflectido na rede eléctrica devido ao desacoplamento proporcionado pelos conversores electrónicos [11].

3.4.3 Turbina Eólica

A modelização da turbina eólica envolve conceitos de mecânica e aerodinâmica cujo tratamento pode ser complexo. Todavia, para estudos de estabilidade é habitual considerar que a potência mecânica é dada pela expressão [11]

$$P_m = \frac{1}{2} \rho C_p A V^3 \quad (3.30)$$

Em que ρ é a massa específica do ar, C_p é o coeficiente de potência, A é a área frontal de varrimento das pás e V é velocidade do vento. O coeficiente de potência representa o rendimento da conversão eólica e é uma característica de cada máquina. No trabalho desta dissertação utilizou-se a característica definida pelas seguintes equações e que foi já utilizada em vários trabalhos [11][17].

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-12.5/\lambda_i} \quad (3.31)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3.32)$$

$$\lambda = \frac{\omega_t}{V} \quad (3.33)$$

O factor λ é designado na literatura anglo-saxónica como *tip speed ratio*. Graficamente, este conjunto de equações conduz às curvas apresentadas na Figura 3.3.

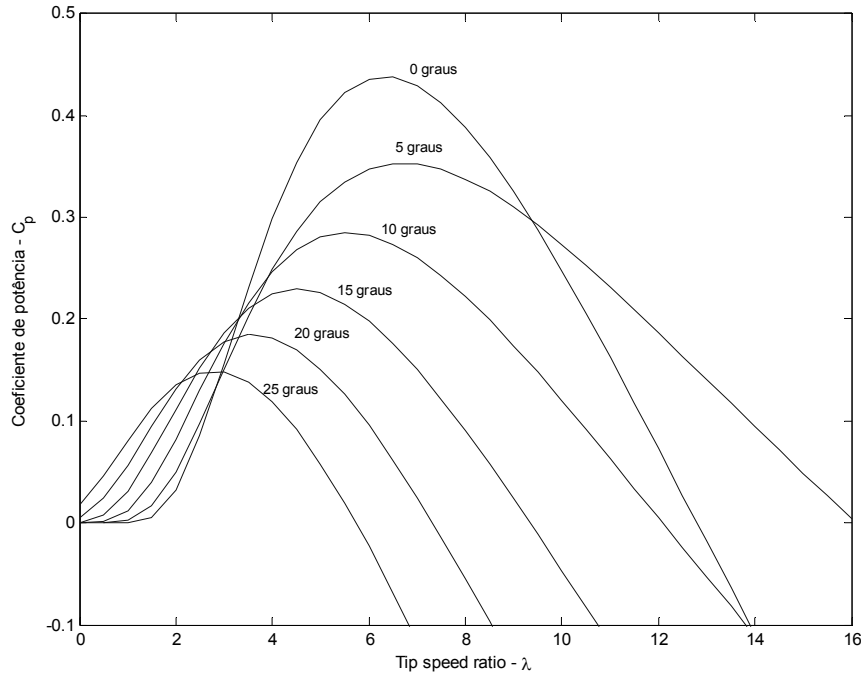


Figura 3.3 – Coeficiente de potência C_p em função do factor λ e ângulo de *pitch* β .

Recordando (3.30), o binário mecânico incluído na equação do movimento (3.26) pode então ser expresso como

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_r} = \frac{1}{2} \rho \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \pi R^3 V^2 \quad (3.34)$$

em que R é o raio da área circular varrida pela movimento das pás da turbina.

Para pequenas perturbações, e admitindo que a potência mecânica se mantém constante, tem-se

$$\Delta T_m = -\frac{T_{m0}}{\omega_{r0}} \Delta \omega_r \quad (3.35)$$

3.4.4 Estratégia de Controlo

Nos aerogeradores do tipo DFIG, a possibilidade de acoplar ao rotor da máquina de indução uma ligação CA-CC-CA de conversores estáticos de potência, recorrendo a chaves estáticas do tipo IGBT com modulação por largura de pulsos, determina uma das

grandes vantagens que este tipo de equipamento oferece em relação à máquina de indução com rotor em gaiola de esquilo. O esquema de ligação dos conversores estáticos do tipo PWM (denominados neste trabalho de C_1 e C_2), e restantes controladores, é indicado na Figura 3.4 [11].

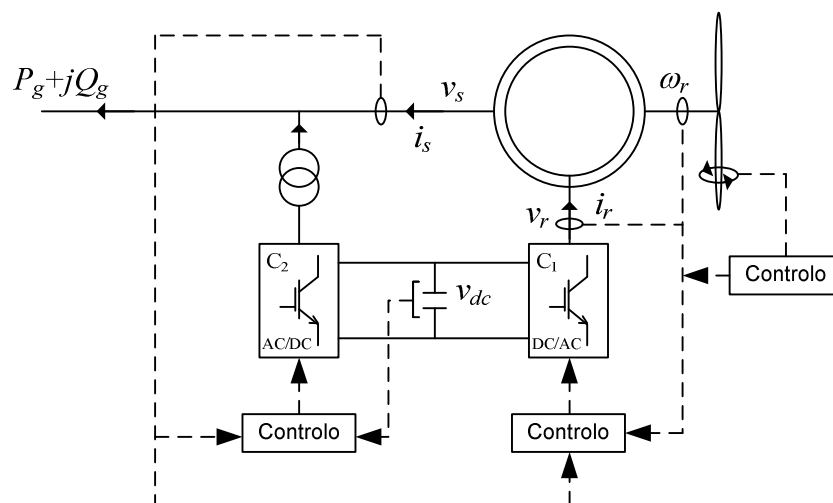


Figura 3.4 – Esquema geral do controlo do DFIG.

O funcionamento do conversor C_1 é equivalente ao de uma fonte de tensão controlada, ligada sobre o rotor da máquina. O conversor C_2 , montado em cascata com o conversor C_1 , funciona como uma fonte de corrente controlada. Nesta dissertação assume-se que a tensão no barramento DC é mantida constante pelo conversor C_2 . O conversor C_1 é utilizado para otimizar a extracção de potência.

Em estudos de estabilidade transitória é frequente representar apenas o conversor ligado ao rotor. O conversor ligado à rede é considerado muito rápido e por isso os seus efeitos são desprezados [13]. O objectivo do conversor ligado à rede é manter constante a tensão do barramento CC, independentemente do valor e sentido da potência trocada com o rotor [53]. Não representando este conversor admite-se que a tensão do barramento CC se mantém constante.

O controlo de *pitch* é utilizado para limitar a potência mecânica em regimes de vento forte. Poderão ainda ser utilizados outros sistemas de controlo e protecção como por exemplo o *crowbar*. Não se entendeu no entanto como necessária a sua representação para estudo de pequenas perturbações.

Nas secções seguintes descreve-se com mais detalhe os sistemas de controlo considerados no modelo adoptado: sistema de controlo do conversor ligado ao rotor e sistema de controlo do ângulo das pás. No primeiro caso é também deduzida uma formulação linearizada do controlador que será integrada no modelo a utilizar em estudos de estabilidade para pequenas perturbações.

3.4.4.1 *Controlo do Conversor Ligado ao Rotor*

Uma das grandes vantagens da tecnologia de conversão eólica baseada em geradores de indução duplamente alimentados é a sua grande flexibilidade de controlo, que permite, nomeadamente, otimizar a operação da máquina de forma a maximizar a extracção de potência. A estratégia de controlo é definida tendo em atenção o seguinte.

As potências activa e reactiva do estator são determinadas por [11]

$$\begin{cases} P_s = |V_s| \frac{L_m}{L_{ss}} i_{qr} \\ Q_s = \frac{L_m \cdot |V_s|}{L_{ss}} i_{dr} - \frac{|V_s|^2}{\omega_s \cdot L_{ss}} \end{cases} \quad (3.36)$$

As componentes da tensão do rotor são determinadas por [11]

$$\begin{cases} v_{dr} = R_r i_{dr} - s \omega_s (L_{rr} i_{qr} - L_m i_{qs}) + L_{rr} \frac{di_{dr}}{dt} - L_m \frac{di_{ds}}{dt} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + s \omega_s (L_{rr} i_{dr} - L_m i_{ds}) + L_{rr} \frac{di_{qr}}{dt} - L_m \frac{di_{qs}}{dt} \end{cases} \quad (3.37)$$

Após alguma manipulação matemática é possível obter as equações internas da máquina, a partir das quais é depois possível definir as malhas de controlo que sintetizam as tensões de eixo directo e de quadratura a serem injectadas no rotor, pelo conversor, definindo-o como uma fonte de tensão controlada. O diagrama de blocos representando as equações internas da máquina é apresentado na Figura 3.5 [11].

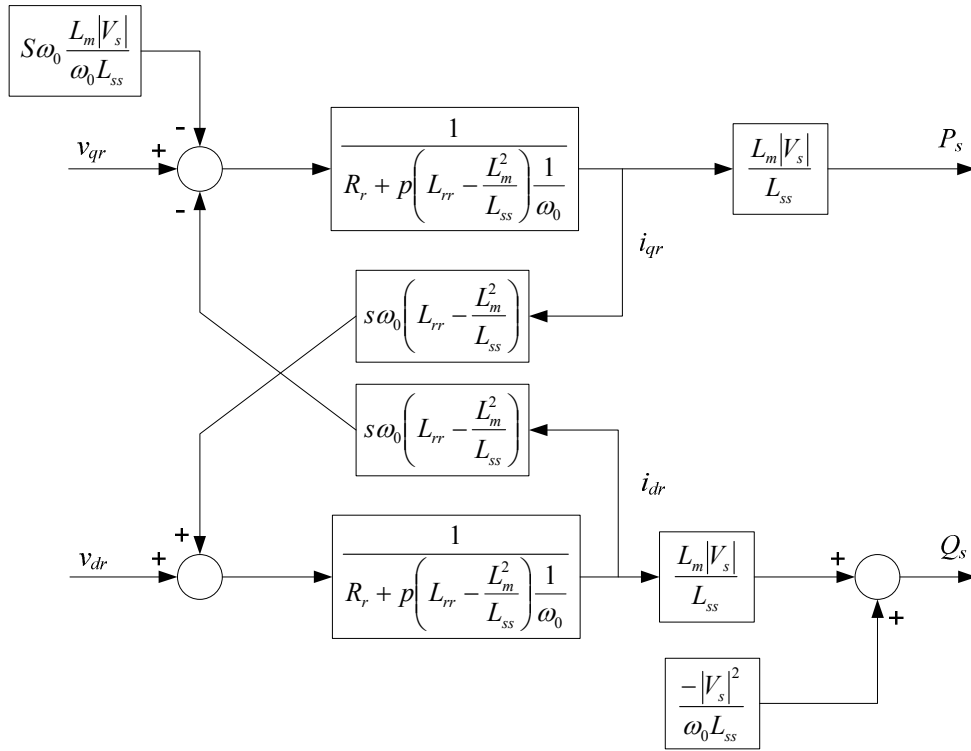


Figura 3.5 – Diagrama de blocos das equações internas da máquina.

Através do diagrama da Figura 3.5 torna-se mais fácil a compreensão das relações existentes entre as potências activa e reactiva do estator com as tensões de quadratura e do eixo directo do rotor, respectivamente. A presença de termos de acoplamento entre as variáveis das duas malhas de potência revela a influência que uma exerce sobre a outra, o que dificulta a sintonização dos controladores.

Para evitar a utilização de soluções de controlo complexas optou-se por explorar controladores tipo PI, cujos ganhos são ajustados por tentativa e erro até proporcionarem a resposta desejada. Nesta dissertação adoptou-se o sistema controlo descrito na Figura 3.6, em que uma malha controla potência activa gerando o sinal de v_{qr} , e outra controla potência reactiva gerando v_{dr} [11].

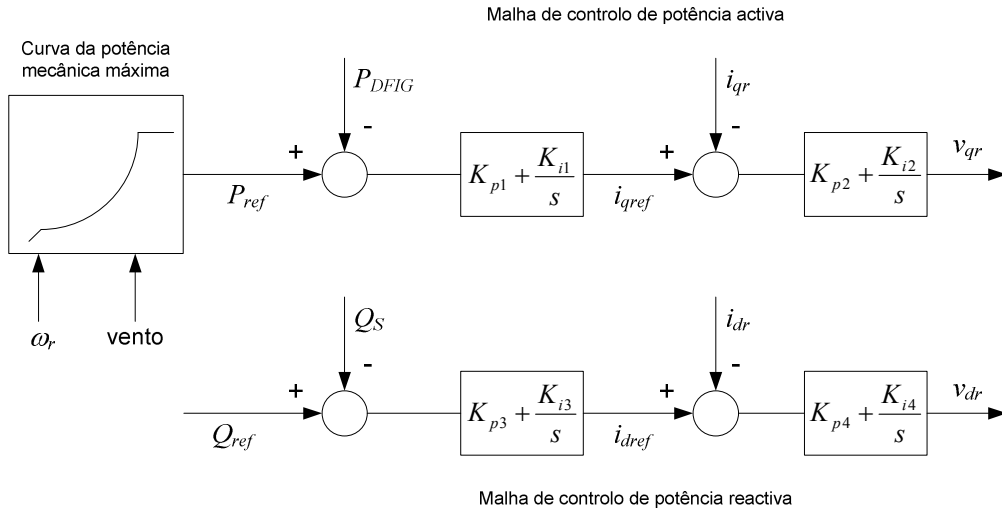


Figura 3.6 – Esquema geral das malhas de controlo do conversor ligado ao rotor.

Como já foi referido o valor dos parâmetros dos controladores PI é fundamental para definir o comportamento da máquina. Nesta dissertação os parâmetros foram ajustados de forma a respeitar os seguintes critérios [13]:

- As variáveis controladas devem atingir o valor de referência;
- A resposta do controlador a uma variação no sinal de referência deve ser rápida, sem grande *overshoot* e sem excitar oscilações pouco amortecidas;
- As oscilações associadas ao aerogerador devem ser bem amortecidas.

Para pequenas perturbações as malhas de controlo da Figura 3.6 são descritas pelo seguinte conjunto de equações:

$$\begin{cases} \Delta \dot{y}_1 = k_{i1} (\Delta P_{ref} - \Delta P_{elec}) \\ \Delta \dot{y}_2 = k_{i2} (\Delta i_{qref} - \Delta i_{qr}) \\ \Delta \dot{y}_3 = k_{i3} (\Delta Q_{ref} - \Delta Q_{elec}) \\ \Delta \dot{y}_4 = k_{i4} (\Delta i_{dref} - \Delta i_{dr}) \end{cases} \quad (3.38)$$

$$\begin{cases} \Delta i_{qref} = k_{p1} (\Delta P_{ref} - \Delta P_{elec}) + \Delta y_1 \\ \Delta v_{qr} = k_{p2} (\Delta i_{qref} - \Delta i_{qr}) + \Delta y_2 \\ \Delta i_{dref} = k_{p3} (\Delta Q_{ref} - \Delta Q_{elec}) + \Delta y_3 \\ \Delta v_{dr} = k_{p4} (\Delta i_{dref} - \Delta i_{dr}) + \Delta y_4 \end{cases} \quad (3.39)$$

Os termos de acoplamento entre as duas malhas de controlo podem ser incluídos no modelo linearizado modificando o conjunto de equações (3.19).

O controlo da máquina é projectado para se obter a máxima extracção de potência. Ou seja, é projectado de forma que resulte de (3.30) um valor máximo da potência, através de um valor óptimo de C_p , que por sua vez é obtido combinando o valor óptimo de β e λ . Para efeitos de controlo (3.30) é habitualmente escrita como

$$P_{ref} = P_{opt} = \frac{1}{2} K_{opt} \omega_r^3 \quad (3.40)$$

A Figura 3.7 ilustra esta filosofia de controlo.

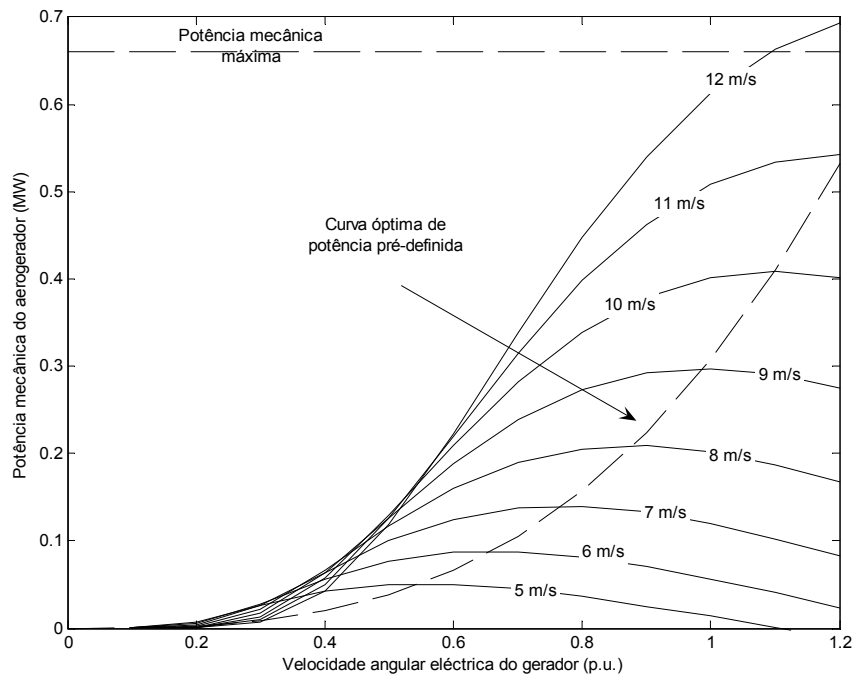


Figura 3.7 – Curva óptima de extracção de potência com $\beta = 0$.

Linearizando (3.40) obtém-se portanto para pequenas perturbações

$$\Delta P_{ref} = K_{opt} \cdot \left(3 \frac{0.5}{R_{tr}} \omega_0 \right) \cdot \omega_{t0}^2 \cdot \Delta \omega_r \quad (3.41)$$

Admitindo o ângulo de *pitch* constante, tem-se

$$\Delta P_{ref} = k_0 \cdot \Delta \omega_r \quad (3.42)$$

com

$$k_0 = K_{opt} \cdot \left(3 \frac{0.5}{R_{tr}} \omega_0 \right) \cdot \omega_{t0}^2 \quad (3.43)$$

O sinal de referência da malha de controlo de potência reactiva é definido pelo operador. Admitindo que se mantém constante ao longo da simulação, para pequenas perturbações, este sinal pode ser considerado nulo.

3.4.4.2 Controlo do Ângulo das Pás

Nesta dissertação adoptou-se para o modelo do aerogerador de indução duplamente alimentado um sistema de controlo de *pitch*. Como foi já referido, o controlo do ângulo das pás tem como principal objectivo impedir que a potência mecânica exceda o valor nominal da turbina para regimes de vento muito fortes.

A Figura 3.8 apresenta um esquema de controlo genérico em que o ângulo das pás β é controlado pelo sinal X [13]. O valor de entrada de X é comparado com o valor de referência X_{ref} . O erro é depois aplicado ao controlador PI que define o valor de referência do ângulo de *pitch* β_{ref} . O sinal de referência varia entre β_{min} e β_{max} que no caso do controlo de *pitch* são habitualmente 0° e 90° respectivamente.

Note-se que este esquema genérico é também válido para o modo de controlo por *stall*-activo. Nesse caso β_{ref} varia tipicamente entre -6° e 0° [11].

No trabalho descrito nesta dissertação adoptou-se a filosofia de controlo apresentada em [11] na qual a potência é controlada para elevadas velocidades do vento. Ou seja, enquanto a velocidade de vento se mantiver abaixo do valor limite que tende a produzir a potência mecânica máxima da turbina, o ângulo de *pitch* mantém-se igual ao valor de referência associado à curva óptima de potência. A variável genérica X referida na Figura 3.8 corresponde assim a uma velocidade (velocidade medida e de referência).

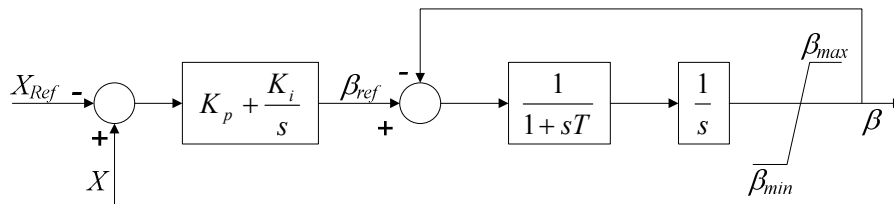


Figura 3.8 – Esquema genérico do controlo de *pitch*.

Com esta filosofia de controlo o sistema de controlo do ângulo de *pitch* não reage a perturbações do lado da rede e por isso não se entendeu necessária a sua inclusão no modelo para estudos de estabilidade para pequenas perturbações. De salientar no entanto que a sua presença foi considerada nas simulações não lineares no domínio do tempo efectuadas para validar o ajuste dos parâmetros dos estabilizadores.

3.4.5 Modelo para Estudos de Estabilidade para Pequenas Perturbações

3.4.5.1 Modelo Linearizado com Sistemas de Controlo

O objectivo do processo de linearização do modelo consiste em colocar as equações que descrevem o funcionamento da máquina na forma canónica de espaço de estados. O processo de desenvolvimento analítico das expressões do modelo é complexo, e por isso optou-se por construir numericamente o modelo completo a partir das relações lineares já deduzidas para cada subsistema: gerador, veio mecânico, turbina e conversor ligado ao rotor. Nesta secção descreve-se como essas expressões podem ser combinadas para obter um modelo linearizado na forma canónica de espaço de estados.

O modelo descrito nas secções anteriores pode ser escrito utilizando sete variáveis de estado: desvio de velocidade, componentes *d-q* da força electromotriz e quatro variáveis de estado associadas aos controladores PI do conversor ligado ao rotor.

$$\Delta x = [\Delta \omega_r \quad \Delta e'_d \quad \Delta e'_q \quad \Delta y_1 \quad \Delta y_2 \quad \Delta y_3 \quad \Delta y_4] \quad (3.44)$$

As equações devem ser arranjadas da forma descrita no Anexo B, para que se integrem na formulação multimáquina. Assim, as equações de estado devem relacionar as derivadas das variáveis de estado com as variáveis de estado e de entrada. As equações algébricas devem relacionar correntes com variáveis de estado e de entrada. As variáveis de entrada correspondem às componentes *d-q* da tensão.

Colocando o conjunto de equações (3.19) na forma matricial obtém-se

$$\Delta \dot{x} = A_g \Delta x + B_g \Delta i_s + B_{gr} \Delta v_r \quad (3.45)$$

da mesma forma, substituindo (3.29) e (3.35) em (3.28), pode obter-se

$$\Delta \dot{x} = A_v \Delta x + B_v \Delta i_s \quad (3.46)$$

e substituindo (3.22) e (3.39) em (3.38) tem-se a equação do conversor

$$\Delta \dot{x} = A_c \Delta x + B_c \Delta i_s + D_c \Delta P + E_c \Delta P_{ref} \quad (3.47)$$

As matrizes referidas são construídas da seguinte forma:

$$A_g = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{T_0} & \omega_0 s_0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \omega_0 s_0 & -\frac{1}{T_0} & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad B_g = \begin{bmatrix} 0 & \frac{X - X'}{T_0} \\ -\frac{X - X'}{T_0} & 0 \end{bmatrix}$$

$$B_{gr} = \begin{bmatrix} 0 & -\omega_0 \frac{L_m}{L_{rr}} \\ \omega_0 \frac{L_m}{L_{rr}} & 0 \end{bmatrix}$$

$$A_v = \begin{bmatrix} -\frac{T_{m0}/(1-s_0)}{2H} & -\frac{1}{2H} i_{ds0} & -\frac{1}{2H} i_{qs0} & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$B_v = \begin{bmatrix} -\frac{1}{2H} e_{d0} & -\frac{1}{2H} e_{q0} \end{bmatrix}$$

$$A_c = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{k_{i2}}{L_m} & 0 & k_{i2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{k_{i4}}{L_m} & 0 & 0 & k_{i4} & 0 \end{bmatrix}, \quad B_c = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -k_{i2} \frac{L_m}{L_{rr}} \\ 0 & 0 \\ -k_{i4} \frac{L_m}{L_{rr}} & 0 \end{bmatrix}$$

$$D_c = \begin{bmatrix} -k_{i1} & 0 \\ -k_{p1}k_{i2} & 0 \\ 0 & -k_{i3} \\ 0 & -k_{p3}k_{i4} \end{bmatrix}, \quad E_c = \begin{bmatrix} k_{i1} & 0 \\ k_{p1}k_{i2} & 0 \\ 0 & k_{i3} \\ 0 & k_{p3}k_{i4} \end{bmatrix}$$

Arranjando convenientemente as três equações matriciais, cada uma correspondendo a um subsistema, pode escrever-se para o modelo completo

$$\Delta \dot{x} = A_m \Delta x + B_m \Delta i_s + C_m \Delta v_r + D_m \Delta P + E_m \Delta P_{ref} \quad (3.48)$$

com

$$A_m = \begin{bmatrix} A_v \\ A_g \\ A_c \end{bmatrix}, \quad B_m = \begin{bmatrix} B_v \\ B_g \\ B_c \end{bmatrix}, \quad C_m = \begin{bmatrix} 0 \\ B_{gr} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad D_m = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ D_c \end{bmatrix}, \quad E_m = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ E_c \end{bmatrix}$$

Em seguida eliminam-se sucessivamente todas as variáveis de forma a escrever esta expressão apenas em função das variáveis de estado e da tensão, utilizando as seguintes expressões que se obtêm das equações apresentadas nas secções anteriores

$$\Delta v_r = A_r \Delta x + B_r \Delta i_s + C_r \Delta P + D_r \Delta P_{ref} \quad (3.49)$$

$$\Delta P = A_p \Delta x + B_p \Delta i_s + C_p \Delta v_s \quad (3.50)$$

$$\Delta P_{ref} = A_{ref} \Delta x \quad (3.51)$$

$$\Delta i_s = C_g \Delta x + D_g \Delta v_s \quad (3.52)$$

Em que as matrizes referidas são construídas da seguinte forma:

$$A_r = \begin{bmatrix} 0 & 0 & -\frac{k_{p4}}{L_m} & 0 & 0 & k_{p4} & 1 \\ 0 & \frac{k_{p2}}{L_m} & 0 & k_{p2} & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad B_r = \begin{bmatrix} -k_{p4} \frac{L_m}{L_{rr}} & 0 \\ 0 & -k_{p2} \frac{L_m}{L_{rr}} \end{bmatrix}$$

$$\begin{aligned}
C_r &= \begin{bmatrix} 0 & -k_{p3}k_{p4} \\ -k_{p1}k_{p2} & 0 \end{bmatrix}, \quad D_r = \begin{bmatrix} 0 & k_{p3}k_{p4} \\ k_{p1}k_{p2} & 0 \end{bmatrix} \\
A_p &= \begin{bmatrix} v_{d0}i_{ds0} + v_{q0}i_{qs0} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad B_p = \begin{bmatrix} v_{d0}(1-s_0) & v_{q0}(1-s_0) \\ v_{q0} & -v_{d0} \end{bmatrix} \\
C_p &= \begin{bmatrix} i_{ds0}(1-s_0) & i_{qs0}(1-s_0) \\ -i_{qs0} & i_{ds0} \end{bmatrix} \\
A_{ref} &= \begin{bmatrix} k_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\
C_g &= \frac{1}{R_s^2 + X'^2} \begin{bmatrix} R_s & X' \\ -X' & R_s \end{bmatrix}, \quad D_g = \frac{1}{R_s^2 + X'^2} \begin{bmatrix} -R_s & -X' \\ X' & R_s \end{bmatrix}
\end{aligned}$$

Após a realização de algumas operações matemáticas obtém-se finalmente

$$\Delta \dot{x} = A' \Delta x + B' \Delta v_s \quad (3.53)$$

Tem-se assim um sistema de equações na forma canónica, constituído por (3.52) e (3.53), tal como especificado no Anexo B, o que permite a sua integração no modelo multimáquina definido. Ao integrar o modelo do aerogerador do tipo DFIG na representação multimáquina é necessário considerar as matrizes de mudança de referencial adequadas, atendendo a que as equações do aerogerador do tipo DFIG foram escritas num referencial definido para a máquina e não no referencial do sistema.

3.4.5.2 Mudança de Referencial

Por conveniência, as equações do modelo apresentadas nas secções anteriores são escritas relativamente ao referencial da máquina e não do sistema. Neste caso o referencial da máquina é escolhido de forma a que o eixo directo d coincida com o vector correspondente à tensão do estator. A Figura 3.9 mostra uma representação vectorial das condições de operação do DFIG e a relação entre ambos os referenciais.

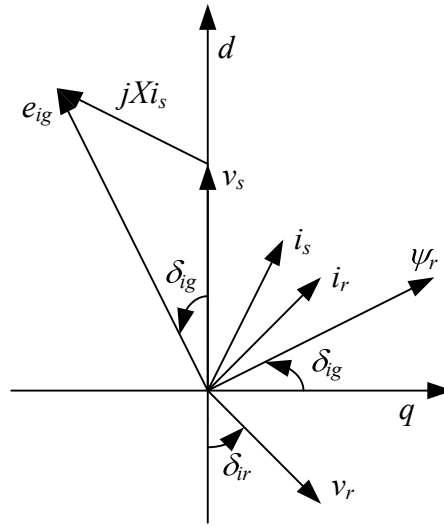


Figura 3.9 – Representação vectorial das condições de operação do DFIG.

O modelo linearizado deve ter em consideração esta mudança de referencial, tal como é descrito no Anexo B para o caso do gerador síncrono.

3.4.5.3 Parâmetros do Modelo do Gerador

Os dados do gerador podem por vezes ser fornecidos numa forma diferente da utilizada no modelo. No caso de serem fornecidos os valores da resistência e reactância dos enrolamentos do estator e do rotor e a reactância de magnetização, os parâmetros utilizados pelo modelo podem ser calculados com as expressões (3.11) a (3.13).

3.4.5.4 Condições Iniciais

O seguinte conjunto de equações caracteriza o ponto de operação em torno do qual são linearizadas as equações que descrevem o comportamento do gerador.

$$\omega_{t0} = \frac{\lambda \cdot V_w}{R} \quad (3.54)$$

$$s_0 = 1 - \frac{2 \cdot R_{tr} \cdot \omega_{t0}}{\omega_0} \quad (3.55)$$

$$\begin{cases} P_{s0} = P_{g0} / (1 - s_0) \\ Q_{s0} = Q_{g0} \end{cases} \quad (3.56)$$

$$i_{s0} = \frac{P_{s0} - jQ_{s0}}{v_{ds0} - jv_{qs0}} \quad (3.57)$$

$$\begin{cases} e_{d0} = v_{ds0} + R_s i_{ds0} - X' \cdot i_{qs0} \\ e_{q0} = v_{qs0} + R_s i_{qs0} + X' \cdot i_{ds0} \end{cases} \quad (3.58)$$

$$\begin{cases} i_{dr0} = \frac{L_m}{L_{rr}} i_{ds0} + \frac{e_{q0}}{L_m} \\ i_{qr0} = \frac{L_m}{L_{rr}} i_{qs0} - \frac{e_{d0}}{L_m} \end{cases} \quad (3.59)$$

$$\begin{cases} v_{dr0} = \frac{L_{rr}}{\omega_0 L_m} \left[\omega_0 s_0 \cdot e'_{d0} + \frac{1}{T_0} (e'_{q0} + (X - X') i_{ds0}) \right] + s_0 (L_{rr} i_{qr0} - L_m i_{qs0}) \\ v_{qr0} = \frac{L_{rr}}{\omega_0 L_m} \left[\omega_0 s_0 \cdot e'_{q0} - \frac{1}{T_0} (e'_{d0} - (X - X') i_{qs0}) \right] - s_0 (L_{rr} i_{dr0} - L_m i_{ds0}) \end{cases} \quad (3.60)$$

$$T_{m0} = e_{d0} i_{d0} + e_{q0} i_{q0} \quad (3.61)$$

3.4.5.5 Validação do Modelo Linearizado

Devido à complexidade do modelo do aerogerador do tipo DFIG é conveniente proceder à validação do modelo linearizado. O processo de validação adoptado consistiu em comparar o resultado de simulações no domínio do tempo utilizando o modelo linearizado e o modelo não linear. Simulou-se por isso a máquina ligada a um barramento de potência infinita e aplicou-se um degrau, com amplitude -0.01 p.u., na referência do regulador de tensão de um gerador síncrono. A situação apresentada corresponde ao Exemplo 4.1 estudado na Secção 4.2.

As simulações não lineares foram realizadas no PSS^{TME} enquanto as simulações lineares foram realizadas com a aplicação desenvolvida em MATLAB.

Os resultados para a potência activa, potência reactiva e tensão terminal são apresentados na Figura 3.10. Pode então confirmar-se que ambos os modelos apresentam uma resposta semelhante para a perturbação simulada e portanto a

linearização efectuada será adequada. A diferença mais significativa encontra-se na potência activa, o que é explicado, possivelmente, pelas maiores simplificações adoptadas nas expressões utilizadas para o seu cálculo.

Em regime estacionário, a potência activa e reactiva mantêm-se próximo dos valores de referência devido à actuação dos controladores do conversor. A tensão aos terminais da máquina diminui, como seria de esperar.

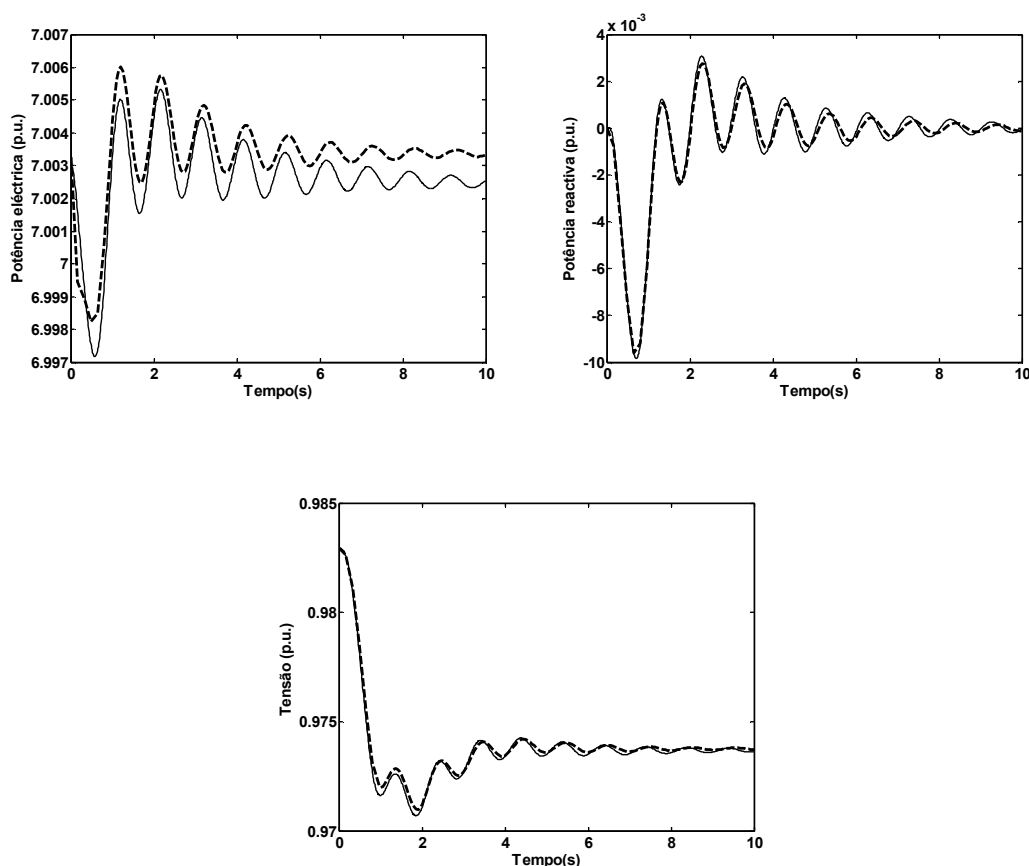


Figura 3.10 – Validação da linearização do modelo do aerogerador do tipo DFIG: Modelo não linear implementado no PSS^{TME} (-), modelo linear implementado no MATLAB (--).

3.5 AEROGERADOR SÍNCRONO DE VELOCIDADE VARIÁVEL

A modelização do aerogerador com máquina síncrona de velocidade variável não foi considerada nesta dissertação. Esta opção ficou a dever-se às características da máquina, que se encontra completamente desacoplada da rede pelo conversor. O

comportamento dinâmico do aerogerador é definido pelo projecto dos controladores PI do conversor, como foi verificado por [57], sendo assim de esperar que este tipo de máquina não participe de todo nos modos de oscilação electromecânicos.

3.6 CONCLUSÃO

Neste capítulo analisou-se a constituição geral do modelo de um sistema de conversão eólica e o nível de detalhe adequado para os modelos a utilizar em estudos de estabilidade para pequenas perturbações. Seguidamente analisou-se em pormenor a modelização do aerogerador de indução directamente ligado à rede e do aerogerador de indução duplamente alimentado. Para estes dois casos desenvolveu-se um modelo linearizado, adequado para estudo de estabilidade utilizando análise modal, e que foi validado comparando resultados de simulações no domínio do tempo realizadas utilizando o modelo não linear e o modelo linearizado.

O modelo não linear foi implementado no programa PSS^{TME}. O modelo linearizado foi integrado numa aplicação desenvolvida em MATLAB para calcular e analisar os modos de oscilação de um sistema. O Anexo D apresenta em pormenor a aplicação desenvolvida e as funções implementadas.

Capítulo 4

SISTEMAS DE ESTABILIZAÇÃO AUXILIARES

4.1 INTRODUÇÃO

Os geradores síncronos contribuem de forma natural para o amortecimento das oscilações dos sistemas, no entanto, em certas circunstâncias, esse amortecimento é insuficiente e torna-se necessário recorrer a dispositivos auxiliares que introduzam amortecimento suplementar e contribuam para melhorar a estabilidade.

Os PSS são dispositivos de controlo muito utilizados para fornecer o necessário amortecimento suplementar. Tradicionalmente, os PSS actuam sobre os geradores síncronos ou FACTS. Recentemente, foi proposta a utilização de PSS actuando sobre os sistemas de controlo dos aerogeradores [6][7], permitindo, por um lado, responder aos novos desafios colocados pela crescente integração de produção eólica e, por outro, tirar partido deste novo tipo de tecnologia e melhorar os níveis de amortecimento do sistema.

A configuração de um PSS pode ser bastante complexa, embora a configuração clássica, mais simples, seja adequada para a generalidade dos casos. A eficácia dos PSS para amortecerem os modos de oscilação depende contudo da selecção adequada dos sinais de controlo utilizados e do ajuste dos seus parâmetros.

Neste capítulo começa-se por avaliar os impactos da ligação de produção eólica nas oscilações electromecânicas dos sistemas para dois tipos de tecnologia de conversão: aerogerador de indução duplamente alimentado e aerogerador de indução convencional. Em seguida são analisadas e propostas soluções que consideram o dimensionamento e integração de PSS nos sistemas de controlo dos equipamentos afectos aos parques eólicos, utilizando quer geradores de indução duplamente

alimentados quer dispositivos do tipo FACTS. Estas soluções permitem tirar partido da ligação da nova produção eólica para aumentar o amortecimento dos modos de oscilação electromecânicos do sistema.

4.2 IMPACTO DA INTEGRAÇÃO DE PRODUÇÃO EÓLICA

O impacto da integração de produção eólica pode ser avaliado de duas formas: através dos impactos relacionados com as modificações provocadas na operação da rede devido à integração da nova produção e através dos efeitos directamente associados com a tecnologia dos aerogeradores.

A avaliação dos impactos incluídos no primeiro grupo é mais difícil porque dependem essencialmente das características do sistema. São vários os factores que podem contribuir para a diminuição do amortecimento após a ligação de produção eólica. Por exemplo, a saída de serviço, para acomodar nova produção, de geradores síncronos equipados com PSS, ou o aumento do fluxo de potência através de linhas de interligação electricamente fracas. Inversamente, a ligação de produção eólica pode conduzir a uma diminuição do fluxo de potência através de linhas muito congestionadas o que pode contribuir para um aumento dos níveis de amortecimento do sistema.

Relativamente ao impacto do tipo de tecnologia, a sua avaliação é mais simples. É expectável que o comportamento geral do gerador, nomeadamente o tipo de modos de oscilação associados a cada tecnologia e a forma como interagem com os geradores síncronos, não dependa significativamente das características da rede a que está ligado.

Para avaliar ambos os tipos de impactos, mas em especial o impacto do tipo de tecnologia de conversão no amortecimento dos modos de oscilação electromecânicos, apresentam-se em seguida dois exemplos, o primeiro considerando um aerogerador do tipo DFIG e o segundo um aerogerador de indução convencional.

Exemplo 4.1 – Impacto da integração de um aerogerador do tipo DFIG na rede

Considera-se então o pequeno sistema de teste descrito na Figura 4.1. Este sistema consiste num gerador síncrono e um aerogerador do tipo DFIG ligados a um barramento de potência infinita através de um linha com reactância X_L .

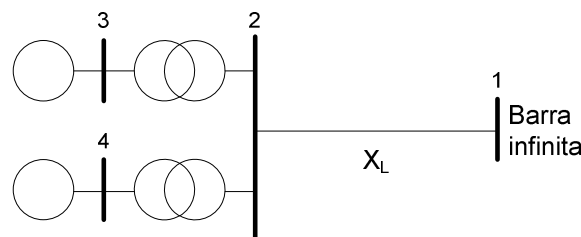


Figura 4.1 – Dois geradores ligados a um barramento de potência infinita.

O gerador 1 consiste num gerador síncrono equivalente e o gerador 2 num aerogerador equivalente do tipo DFIG. A produção de cada gerador é de 700 MW. A reactância X_L é igual a 0.04 p.u. na base de 100 MVA. Considerou-se que o gerador síncrono realiza controlo de tensão, barramento PV com uma tensão especificada de 1 p.u., enquanto o parque eólica opera com factor de potência unitário.

O gerador síncrono é representado por um modelo de sexta ordem [1] em conjunto com um regulador de tensão tipo 1 do IEEE descrito por três variáveis de estado [1]. O modelo do aerogerador do tipo DFIG é de sétima ordem e foi já descrito no Capítulo 3. As características de ambos os geradores e dos respectivos sistemas de controlo são referidas em pormenor no Anexo C.

Os modos de oscilação, sem e com a produção eólica, são apresentados na Tabela 4.1. Para cada modo são mencionadas as componentes real e imaginária, o amortecimento, a frequência, o gerador com maior participação e o sistema associado. A descrição dos sistemas considerados pode ser encontrada no Anexo D.

Sem produção eólica o sistema apresenta apenas um modo de oscilação electromecânico, correspondente a oscilações do gerador síncrono contra o barramento de potência infinita. Como seria de esperar este modo apresenta o menor amortecimento, que é de 5.64%. Os restantes modos são muito bem amortecidos.

Após a ligação do aerogerador verifica-se também a existência de um modo de oscilação electromecânico, associado ao gerador síncrono. O amortecimento deste modo é de 4.84%. A integração de produção eólica no sistema conduziu portanto a uma diminuição do amortecimento de 5.64% para 4.84%, o que corresponde a uma redução de aproximadamente 14%. Note-se também que a ligação da produção eólica originou uma diminuição da frequência do modo electromecânico de aproximadamente 11%.

Tabela 4.1 – Modos de oscilação – aerogerador do tipo DFIG

N.	Real	Imag.	ζ (%)	f (Hz)	Gerador	Sistema
1	-10.2076	7.5265	80.49	1.20	3	AVR
2	-0.4059	7.1869	5.64	1.14	3	ROT
3	-0.6561	0.9640	56.27	0.15	3	AVR
4	-24.0064				3	GER
5	-5.9503				3	GER
6	-1.4552				3	GER
1	-106.9879	197.4237	47.65	31.42	4	IND
2	-9.9689	7.1566	81.23	1.14	3	AVR
3	-0.3063	6.3225	4.84	1.01	3	ROT
4	-5.9507	0.4975	99.65	0.08	4	RPQ
5	-0.9985	1.0968	67.32	0.17	3	AVR
6	-24.0832				3	GER
7	-3.6159				4	RPP
8	-0.1409				4	RID
9	-0.2003				4	ROT
10	-1.296				3	GER
11	-1.5654				4	RIQ

Os restantes modos associados ao conjunto gerador síncrono e regulador de tensão, bem como os modos associados ao aerogerador, são muito bem amortecidos.

Os modos mais relevantes do aerogerador do tipo DFIG estão associados aos sistemas de controlo do conversor e por isso as suas características dependem do ajuste desses controladores. É expectável que estes modos sejam bem amortecidos, na sequência da aplicação dos critérios que devem presidir ao ajuste dos controladores e que foram referidos na Secção 3.4.4. Neste exemplo existe apenas um modo complexo, associado ao primeiro PI das malhas de controlo da potência. Uma análise mais detalhada do ajuste destes controladores encontra-se fora do âmbito desta dissertação.

Os modos de oscilação traduzem as condições de amortecimento do sistema mas não fornecem informação suficiente quanto à natureza das oscilações. Os factores de participação permitem identificar as variáveis de estado e os geradores que mais contribuem para um determinado modo de oscilação. Esta informação é referida resumidamente na Tabela 4.1. Porém, uma análise mais detalhada dos factores de participação de todos os geradores no modo de oscilação electromecânico, apresentados

na Figura 4.2 a), revela que este se deve quase exclusivamente ao gerador síncrono. Ou seja, a contribuição do aerogerador para este modo é insignificante. Esta observação é confirmada pelo *mode shape* apresentado na Figura 4.2 b) que o mostra um modo local correspondente a oscilações do gerador 3 contra o barramento de potência infinita.

Pode assim concluir-se que a integração de produção eólica num sistema pode conduzir a uma diminuição do amortecimento de um modo de oscilação electromecânica. Isso acontece fundamentalmente devido a modificações na operação da rede. Maior congestionamento dos ramos, por exemplo.

Estes resultados confirmam também que os modos de oscilação do aerogerador são determinados pelo dimensionamento dos controladores PI do conversor ligado ao rotor [58]. Assim, se estes forem ajustados correctamente, o aerogerador do tipo DFIG não participa nos modos de oscilação electromecânicos. Nos casos em que tal se verifique será conveniente corrigir o ajuste dos controladores PI.

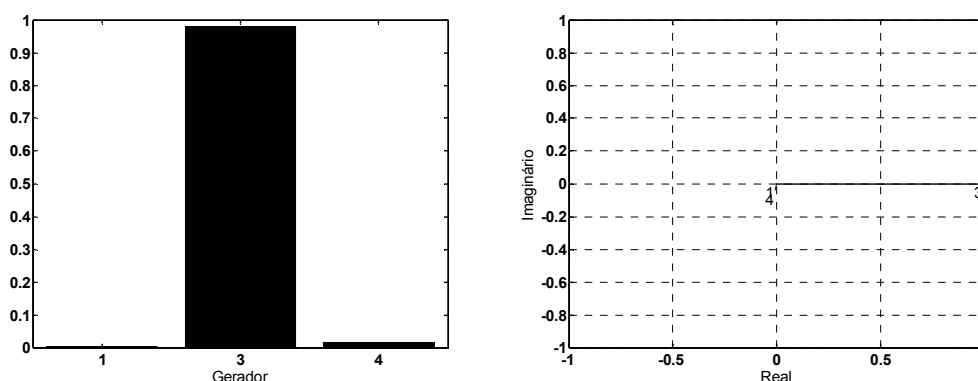


Figura 4.2 – Factores de participação e *mode shape* do modo electromecânico para o cenário de operação com aerogerador do tipo DFIG.

Exemplo 4.2 – Impacto da integração de um aerogerador de indução na rede

Considera-se agora o pequeno sistema de teste descrito na Figura 4.3. O sistema consiste num gerador síncrono equivalente e um parque eólico constituído por geradores de indução convencionais ligados a um barramento de potência infinita através de um linha com reactância X_L . A potência reactiva necessária para magnetização dos geradores de indução é fornecida pelo STATCOM ligado no barramento 2.

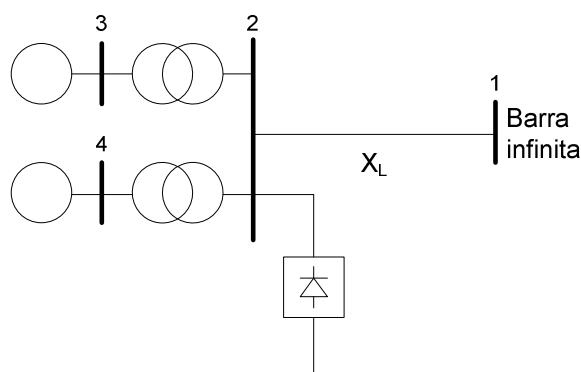


Figura 4.3 – Dois geradores e um STATCOM ligados a um barramento de potência infinita.

A potência activa injectada por ambos os geradores equivalentes é de aproximadamente 700 MW. A reactância X_L é igual a 0.04 p.u. na base de 100 MVA. Considerou-se que o gerador síncrono realiza controlo de tensão, barramento PV com uma tensão especificada de 1 p.u. Por acção do STATCOM o factor de potência visto pelo equivalente de rede é de aproximadamente 0.95.

Tal como no Exemplo 4.1 o gerador síncrono é representado por um modelo de sexta ordem em conjunto com um regulador de tensão descrito por três variáveis de estado. O modelo do aerogerador é de terceira ordem e foi já descrito no Capítulo 3. As características de ambos os geradores são referidas em pormenor no Anexo C. O STATCOM foi representado pelo modelo disponível na biblioteca do PSS^{TME} cujo diagrama de blocos e valores dos parâmetros são apresentados no Anexo C.

Os modos de oscilação do sistema, sem e com a produção eólica, são apresentados na Tabela 4.2. Para cada modo são mencionadas as componentes real e imaginária, o amortecimento, a frequência, o gerador com maior participação e o sistema associado. A descrição dos sistemas considerados é apresentada no Anexo D.

Sem produção eólica o sistema apresenta apenas um modo de oscilação electromecânico, correspondente a oscilações do gerador síncrono contra o barramento de potência infinita. O amortecimento do modo é neste caso de 5.64%. Com a integração da produção eólica o amortecimento aumenta para 6.86%, ou seja, ocorre um aumento superior a 20%. A variação da frequência é pouco significativa. Verifica-se assim que o gerador de indução em conjunto com o STATCOM contribuiu para o aumento do amortecimento do modo electromecânico.

Na Figura 4.4 a) referem-se os factores de participação de todos os geradores no modo electromecânico. Na Figura 4.4 b) mostra-se o *mode shape* deste modo. De ambos os resultados pode confirmar-se que este modo se deve quase exclusivamente ao gerador síncrono. Ou seja, a contribuição do aerogerador para este modo é insignificante. Note-se que o gerador 2 corresponde ao STATCOM.

Tabela 4.2 – Modos de oscilação – aerogerador de indução

N.	Real	Imag.	ζ (%)	f (Hz)	Gerador	Sistema
1	-10.2076	7.5265	80.49	1.1979	3	AVR
2	-0.4059	7.1869	5.64	1.1438	3	ROT
3	-0.6561	0.964	56.27	0.1534	3	AVR
4	-24.0064				3	GER
5	-5.9503				3	GER
6	-1.4552				3	GER
1	-9.6746	49.4799	19.19	7.875	4	IND
2	-10.4564	8.0104	79.38	1.2749	3	AVR
3	-0.4922	7.156	6.86	1.1389	3	ROT
4	-0.435	0.6893	53.36	0.1097	3	AVR
5	-75.4216				2	FAC
6	-25.863				3	GER
7	-10.1955				4	IND
8	-6.1856				3	GER
9	-1.6797				3	GER

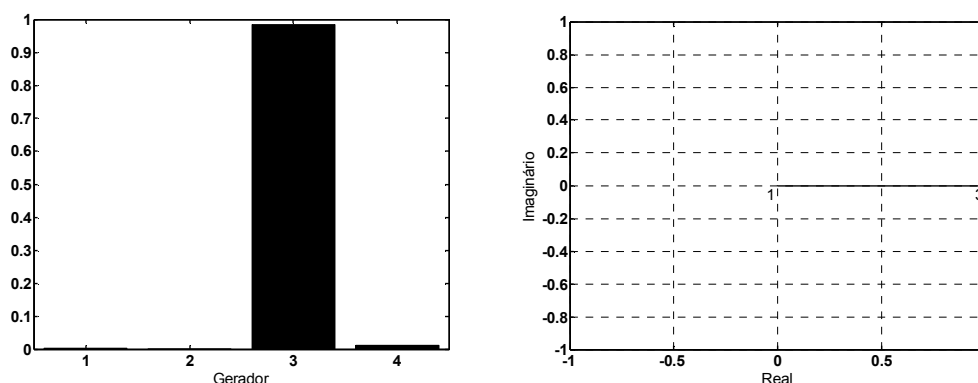


Figura 4.4 – Factores de participação e *mode shape* do modo electromecânico para o cenário de operação com gerador de indução e STATCOM.

Relativamente à influência do tipo de tecnologia de conversão pode então afirmar-se que, quer os aerogeradores do tipo DFIG, quer os aerogeradores com máquinas de indução convencionais, não participam nos modos de oscilação electromecânicos associados aos geradores síncronos. No primeiro caso verificou-se também uma diminuição do amortecimento das oscilações enquanto no segundo ocorreu um aumento. Porém, em ambos os casos, verificou-se que o modo de oscilação electromecânico é pouco amortecido e é desejável aumentar o amortecimento.

O passo seguinte nesta análise será então a identificação de soluções que permitam aumentar o amortecimento. Face à análise apresentada atrás, a solução mais evidente é a instalação de um estabilizador no gerador síncrono. Caso esta solução seja inviável torna-se então interessante considerar soluções mais avançadas, nomeadamente procurando tirar partido das capacidades de controlo do aerogerador do tipo DFIG ou do STATCOM. Nem o aerogerador do tipo DFIG, nem o STATCOM, participam no modo electromecânico, mas tal não impede a sua utilização desde que os sinais de controlo seleccionados apresentem observabilidade e controlabilidade adequadas.

Assim, no caso de parques eólicos equipados com aerogeradores do tipo DFIG, propõe-se a instalação de um PSS no sistema de controlo do conversor. No caso de parques eólicos equipados com geradores de indução, a solução proposta para aumentar o amortecimento consiste na instalação de um PSS num dispositivo do tipo FACTS associado ao parque eólico, se ele eventualmente existir.

4.3 PSS INSTALADOS EM DFIG

Como se concluiu dos exemplos da secção anterior, em certas circunstâncias, a integração de produção eólica numa rede pode conduzir a uma diminuição do amortecimento dos modos de oscilação. É também possível que a produção eólica seja ligada a um sistema que já anteriormente exibia modos pouco amortecidos.

Em tais situações será interessante considerar a possibilidade de instalar PSS nos aerogeradores do tipo DFIG para introduzir amortecimento suplementar. O PSS a instalar na máquina do tipo DFIG consiste num controlador que adiciona um sinal modulado na tensão do rotor, que corresponde ao sinal de saída do sistema de controlo

do conversor ligado ao rotor. Esse sinal poderá ser adicionado na malha de controlo da potência activa, componente transversal da tensão, ou na malha de controlo de potência reactiva, componente directa da tensão. Por outro lado, esse sinal de controlo pode ser gerado em função de vários sinais de entrada: velocidade, tensão, potência eléctrica ou frequência de um barramento. A selecção dos sinais mais adequados pode ser realizada através da análise dos resíduos da respectiva função de transferência, que podem ser também utilizados no dimensionamento do PSS, como é ilustrado no exemplo seguinte.

Exemplo 4.3 – Avaliação de possibilidade de instalar um PSS em DFIG

Um factor crucial na eficácia do PSS é a selecção dos sinais de entrada e de controlo, como foi referido na Secção 2.6. Neste exemplo consideraram-se o desvio de velocidade, a potência eléctrica, a tensão no barramento da máquina e o desvio de frequência como possíveis sinais de entrada e as componentes d - q da tensão do rotor, que correspondem aos sinais de saída dos controladores PI do conversor, como possíveis sinais de controlo. A Figura 4.5 ilustra o princípio geral de funcionamento de um PSS instalado num aerogerador do tipo DFIG, em que o sinal de saída do PSS V_{pss} , correspondente ao sinal de entrada seleccionado depois de modulado pelo PSS, é adicionado ao sinal de controlo seleccionado da máquina DFIG (v_{dr} ou v_{qr}).

Na Figura 4.6 apresentam-se os resíduos associados às funções de transferência que resultam da combinação dos sinais referidos, e que constituem uma forma expedita de avaliar a eficácia de um controlador modificar o modo de oscilação.

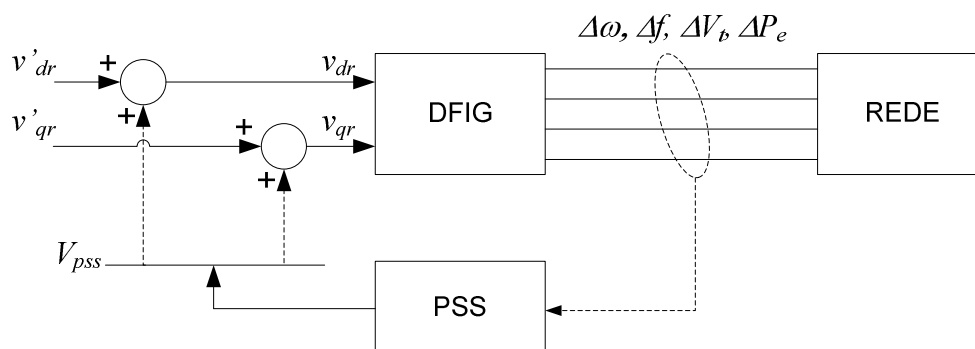


Figura 4.5 – Esquema geral de um PSS instalado num aerogerador do tipo DFIG.

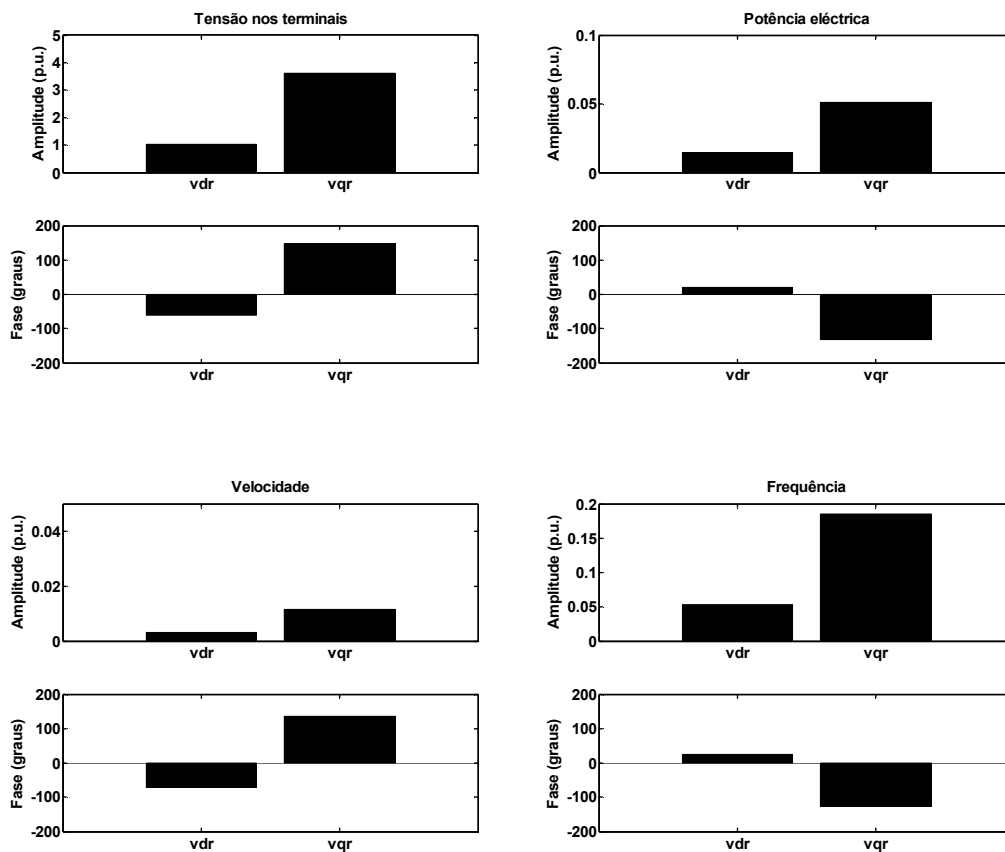


Figura 4.6 – Resíduo de várias funções de transferência.

Uma conclusão evidente é que nenhum dos resíduos é nulo e por isso, teoricamente, qualquer combinação dos sinais considerados poderá ser utilizada para amortecer o modo analisado. É no entanto conveniente escolher os sinais mais adequados, atendendo aos valores da amplitude e da fase do resíduo.

Os sinais de tensão e frequência apresentam amplitude mais elevada, mas é necessária alguma cautela na comparação destes valores já que o valor dos resíduos dependem das unidades em que são expressas as grandezas envolvidas. Apesar disso, pode esperar-se que as grandezas associadas à máquina (desvio de velocidade e potência eléctrica) sejam menos eficientes porque, como foi já referido, o aerogerador do tipo DFIG não participa nos modos de oscilação electromecânicos.

Assim sendo, e como a velocidade do gerador está desacoplada da frequência da rede e a potência eléctrica é controlada pelo conversor, sendo por isso pouco sensível às

oscilações observadas na rede, nesta dissertação optou-se por admitir a instalação em aerogeradores do tipo DFIG apenas de PSS sensíveis à tensão ou desvio de frequência.

Por outro lado verifica-se que o resíduo associado a v_{qr} , componente transversal da tensão do rotor, apresenta sempre a maior amplitude. Ou seja, o PSS introduz amortecimento de forma mais eficaz modulando a potência activa injectada.

Os aerogeradores do tipo DFIG proporcionam uma grande flexibilidade de controlo e por isso será de considerar a possibilidade de contribuírem para aumentar os níveis de amortecimento do sistema. A abordagem proposta nesta dissertação consiste assim em modular a potência eléctrica injectada pela máquina, adicionando um sinal de controlo na malha de regulação da potência activa, como ilustrado pela Figura 4.7.

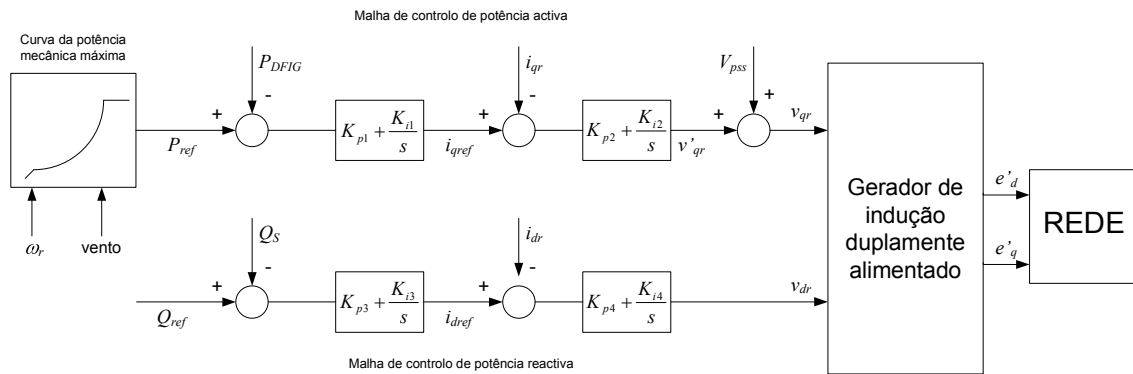


Figura 4.7 – Esquema geral das malhas de controlo do conversor ligado ao rotor com sinal do PSS.

O sinal de controlo cria um binário amortecedor em fase com o desvio de velocidade por modulação da potência eléctrica [7]. O DFIG actua assim como um amplificador do sinal de controlo, tal como os geradores síncronos e os dispositivos tipo FACTS [5]. Para modificar o modo de oscilação os sinais de entrada e de saída seleccionados devem dispor de adequada observabilidade e controlabilidade. Por outras palavras, como foi já referido, o resíduo deve ser apropriado.

A opção por adicionar o sinal auxiliar de controlo, correspondente à saída do PSS, na malha de controlo de potência activa justifica-se pelos resultados apresentados na Figura 4.6, em que a amplitude do resíduo das funções de transferência que consideram o sinal de saída v_{qr} é sempre mais elevado que a amplitude do resíduo

correspondente que considera v_{dr} como sinal de controlo. A inclusão do sinal auxiliar de controlo na malha de potência activa é também a filosofia adoptada em [7].

O sinal auxiliar de estabilização pode ser obtido com um estabilizador clássico, já referido na Secção 2.6, e que se descreve novamente na Figura 4.8. O modelo deste estabilizador é facilmente incluído no modelo dos sistemas de controlo do conversor deduzido na Secção 3.4. Em primeiro lugar é necessário obter o conjunto de expressões correspondentes ao modelo linearizado, o que poder ser obtido seguindo os procedimentos descritos no Anexo B e que foram utilizados na Secção 3.4.

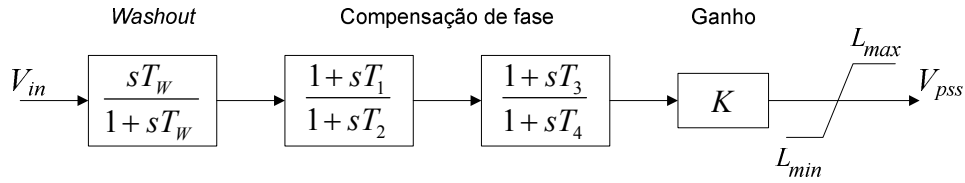


Figura 4.8 – Configuração de um estabilizador clássico.

As equações de estado do PSS, na formulação linearizada, são:

$$\begin{aligned} \frac{dx_{p1}}{dt} &= \frac{1}{T_W} (K_S V_i - x_{p1}) \\ \frac{dx_{p2}}{dt} &= -\frac{1}{T_2} x_{p1} - \frac{1}{T_2} x_{p2} + \frac{K_S}{T_2} V_i \\ \frac{dx_{p3}}{dt} &= -\frac{T_1}{T_2 T_4} x_{p1} + \frac{1}{T_4} \left(1 - \frac{T_1}{T_2} \right) x_{p2} - \frac{1}{T_4} x_{p3} + K_S \frac{T_1}{T_2 T_4} x_{p1} \end{aligned} \quad (4.1)$$

e a saída do estabilizador é

$$V_{PSS} = -\frac{T_1 T_3}{T_2 T_4} x_{p1} + \frac{T_3}{T_4} \left(1 - \frac{T_1}{T_2} \right) x_{p2} + \left(1 - \frac{T_3}{T_4} \right) x_{p3} + K_S \frac{T_1 T_3}{T_2 T_4} V_i \quad (4.2)$$

Na forma canónica de espaço de estados pode então escrever-se

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x}_p &= A_p \Delta x_p + B_p \Delta u \\ \Delta y_p &= C_p \Delta x_p + D_p \Delta u \end{aligned} \quad (4.3)$$

Naturalmente, se for necessário apenas um bloco de compensação de fase, ou se a compensação de fase for desnecessária, as equações são simplificadas.

O modelo do estabilizador pode ser incorporado no modelo do aerogerador de indução duplamente alimentado modificando as equações deduzidas na Secção 3.4. A primeira equação deve ser agrupada com (3.48) enquanto a segunda equação, correspondente ao sinal de saída do PSS, deve ser adicionada em (3.49). Depois de simplificadas as equações obtém-se uma representação semelhante a (3.53).

Pode também optar-se por modificar directamente a matriz de estado do sistema sem estabilizadores, adicionando novas variáveis de estado e modificando as equações associadas ao gerador de indução. Esta abordagem, tirando partido das propriedades da matriz de estado, apresenta a vantagem de acelerar o processo de cálculo quando integrado em algoritmos iterativos, como é o caso do método de ajuste de PSS proposto no capítulo seguinte, evitando a repetição de operações desnecessárias.

Exemplo 4.4 – Ajuste de um PSS instalado num aerogerador do tipo DFIG

Considerando então que se pretende instalar o PSS proposto na secção anterior no sistema de teste do Exemplo 4.1, há necessidade de efectuar o seu dimensionamento. Em primeiro lugar escolhendo o sinal de entrada do PSS, atendendo ao valor dos resíduos mencionados na Figura 4.6. Neste caso optou-se pela tensão no barramento da máquina porque apresenta a fase do resíduo com valor próximo de 180 graus.

Como este exemplo é muito simples, utilizou-se para ajuste do PSS o método de sensibilidades descrito na Secção 2.7.

O modo electromecânico inicial é

$$\lambda_i^0 = -0.3063 \pm j6.3224$$

e o resíduo da função V_t/v_{qr} é

$$R = 3.26 \angle 147.1^\circ$$

A compensação de fase deve ser projectada de forma que a fase da sensibilidade do modo de oscilação electromecânico relativamente à variação do ganho seja 180 graus. A constante de tempo do bloco de *washout* é igual a 5 s. Como a fase do resíduo

da função de transferência em causa é de 147.1° e a contribuição do bloco de *washout* para a frequência do modo é de 1.81 graus, a compensação de fase necessária é

$$\phi_m = 180 - 147.1 - 1.81 = 31.12^\circ$$

Tal compensação de fase pode ser obtida com dois blocos ($N = 2$), com o factor de filtro α e a constante de tempo T de cada bloco calculados com (2.5)

$$\alpha = \frac{1 + \sin \phi_m}{1 - \sin \phi_m} = 1.73$$

$$T = \frac{\sqrt{\alpha}}{\omega_m} = 0.21 \text{ s}$$

O ganho do PSS é determinado com (2.7) de forma que o modo de oscilação de interesse se mova da localização original λ_i^0 para a localização desejada λ_i^d , sendo λ_i^d calculado de forma a que o amortecimento pretendido seja 15% e a frequência de oscilação se mantenha.

$$\lambda_i^d = -0.9592 + j6.63224$$

então

$$K_s = \left| \frac{\lambda_i^d - \lambda_i^0}{\frac{\partial \lambda_i}{\partial K_s}} \right| = 0.12$$

com

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial K_s} = R_{\Delta V_t / \Delta v_{qr}} \cdot \frac{s T_w}{1 + s T_w} \left(\frac{1 + s T}{1 + s T / \alpha} \right)^N \Big|_{s = \lambda_i^0}$$

A Figura 4.9 apresenta o diagrama de Bode do controlador dimensionado onde se pode confirmar a adequação desse ajuste. A fase do controlador para a frequência do modo de interesse é de aproximadamente 30 graus.

A eficácia do PSS dimensionado pode ser confirmada incluindo o estabilizador no modelo do aerogerador do tipo DFIG e calculando os novos modos de oscilação do sistema. Com um ganho de 0.12 p.u. obtêm-se os modos de oscilação apresentados na

Tabela 4.3. O amortecimento do modo electromecânico é agora de 16.5%, sendo assim superior aos 15% especificados. A variação da frequência do modo é pouco significativa o que indicia uma compensação de fase adequada.

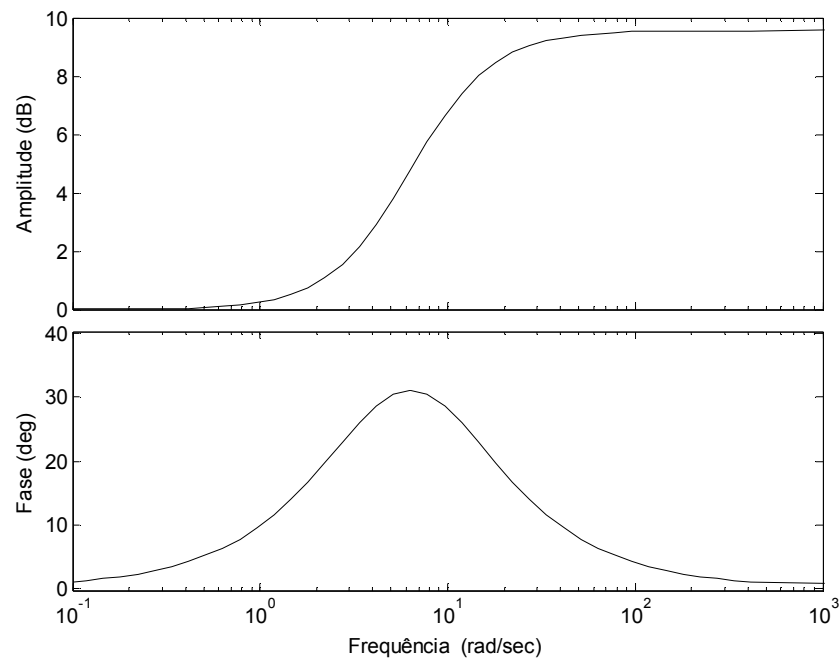


Figura 4.9 – Diagrama de Bode da compensação de fase do PSS dimensionado.

Tabela 4.3 – Modos de oscilação – aerogerador do tipo DFIG com PSS

N.	Real	Imag.	ζ (%)	f (Hz)	Gerador	Sistema
1	-140.7181	212.7769	55.16	33.86	4	IND
2	-10.5861	7.4295	81.85	1.18	3	AVR
3	-1.0756	6.4261	16.51	1.02	3	ROT
4	-5.1350	3.7347	80.87	0.59	4	RPQ
5	-1.1119	1.1090	70.80	0.18	3	AVR
6	-1.4474	0.1821	99.22	0.03	4	RIQ
7	-0.2001	0.0022	99.99	0.00	4	PSS
8	-24.4842				3	GER
9	-5.9413				3	GER
10	-5.7187				4	PSS
11	-3.5896				4	RPP
12	-0.1409				4	RID

Apresenta-se na Figura 4.10 a evolução dos modos de oscilação com a variação do ganho do PSS entre 0 e 1. O amortecimento do modo de oscilação electromecânico aumenta rapidamente com valores mais elevados do ganho até atingir o valor máximo. Para além deste ponto, um aumento do ganho do PSS origina uma diminuição do amortecimento. Verifica-se também que o amortecimento de um dos modos associados ao regulador de tensão do gerador síncrono diminuiu com o aumento do ganho do PSS. Note-se que existem dois valores para o ganho do PSS que conduzem ao mesmo amortecimento do modo electromecânico. No entanto, no caso do valor mais elevado, o amortecimento do modo associado ao regulador de tensão é bastante menor e a variação de frequência bem mais expressiva. Conclui-se assim que há todo o interesse em manter o menor possível o ganho do estabilizador instalado no aerogerador do tipo DFIG.

Na Figura 4.11 pode observar-se a evolução temporal da potência eléctrica após a aplicação de uma variação em degrau, com uma amplitude de -0.01 p.u., na referência do regulador de tensão do gerador síncrono. Verifica-se que, com o PSS, o amortecimento das oscilações do gerador síncrono aumenta muito significativamente, o

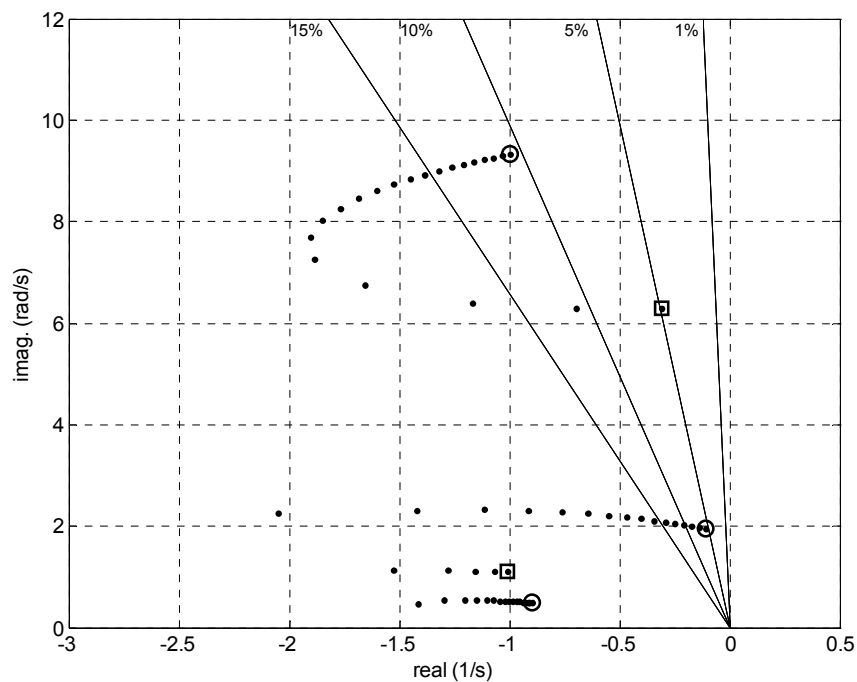


Figura 4.10 – Evolução dos modos de oscilação em função do ganho do PSS: $K_s = 0$ ($\square$), $K_s = 1$ ($\circ$).

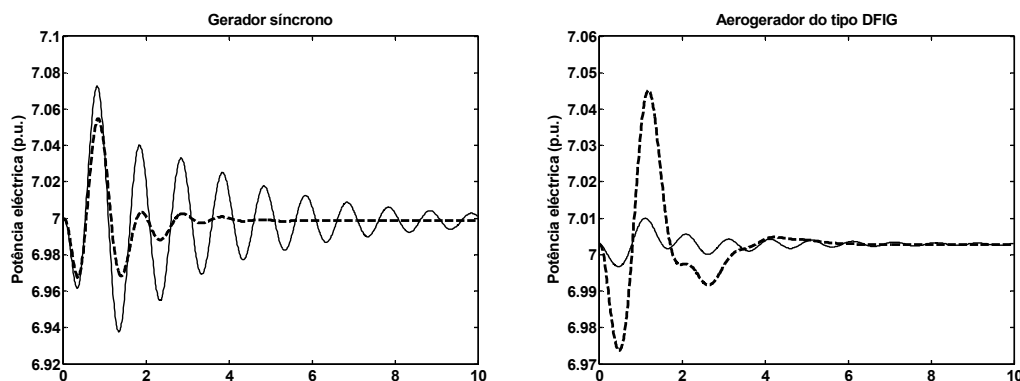


Figura 4.11 – Potência eléctrica sem PSS (-) e com PSS (--).

que se traduz numa diminuição da amplitude e redução do tempo de estabilização. Relativamente ao aerogerador do tipo DFIG verifica-se que a introdução do PSS conduz a oscilações com maior amplitude mas menor tempo de estabilização. A máquina DFIG ajusta assim a potência injectada na rede procurando compensar as oscilações electromecânicas entre o gerador síncrono 2 e a rede.

Sendo a energia eólica uma fonte intermitente, uma questão que se poderá colocar quanto à utilização de PSS instalados em aerogeradores é a de saber de que forma a variação das condições de operação associadas à disponibilidade do recurso primário podem afectar a eficácia do PSS. Ou seja, importa avaliar o impacto da variação da velocidade do vento e do número de aerogeradores em serviço na capacidade de os PSS instalados em aerogeradores do tipo DFIG aumentarem o amortecimento das oscilações electromecânicas.

Na Figura 4.12 apresenta-se para o sistema do exemplo a variação do amortecimento e frequência do modo electromecânico, sem e com o PSS, em função da potência activa injectada. Esta variação da potência foi simulada fazendo variar a velocidade do vento entre 6 m/s e 11 m/s. Na Figura 4.13 apresenta-se a variação do resíduo, amplitude e fase, associado ao PSS considerado. Na Figura 4.14 e Figura 4.15 apresentam-se os mesmos resultados para a variação do número de aerogeradores que constituem a máquina equivalente ligada ao sistema. Note-se que o PSS foi ajustado para o cenário com o maior número de máquinas em funcionamento.

Dos resultados apresentados nas figuras pode concluir-se que, sem PSS, uma redução da velocidade do vento, bem como uma diminuição do número de máquinas em serviço, originam um aumento do amortecimento. Por outro lado, verifica-se que essa variação conduz a uma redução da amplitude do resíduo, ou seja, a eficácia do PSS diminui. Explica-se assim o facto de, com PSS, o amortecimento diminuir quando diminui a velocidade do vento ou o número de máquinas em serviço.

Em alguns casos poderá não ser evidente qual o factor que determina a situação mais desfavorável para o sistema: menor amortecimento ou menor amplitude do resíduo. Será por isso importante efectuar o ajuste robusto dos PSS, de forma a garantir o melhor desempenho possível em todas as situações de operação viáveis.

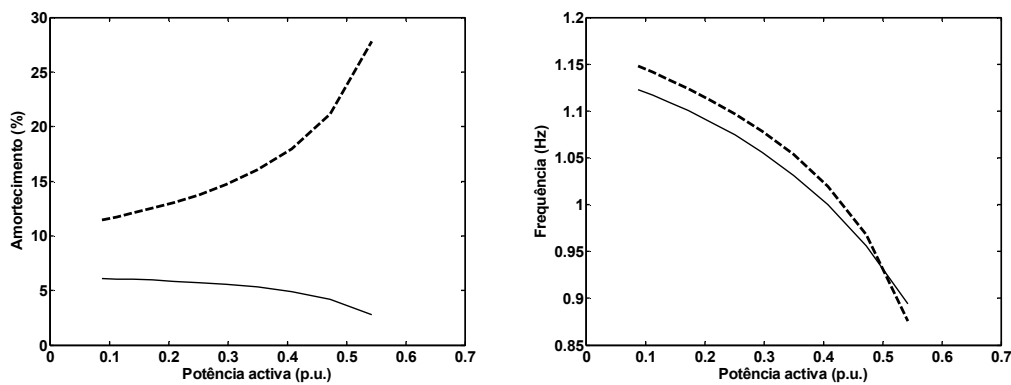


Figura 4.12 – Variação do amortecimento e frequência com a potência activa injectada: sem PSS (-) e com PSS (--).

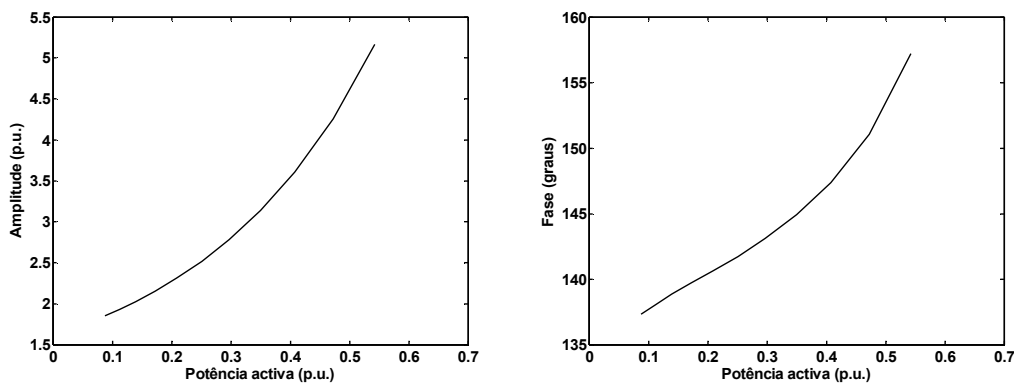


Figura 4.13 – Variação do resíduo da função de transferência V_t/V_{qr} com a potência activa.

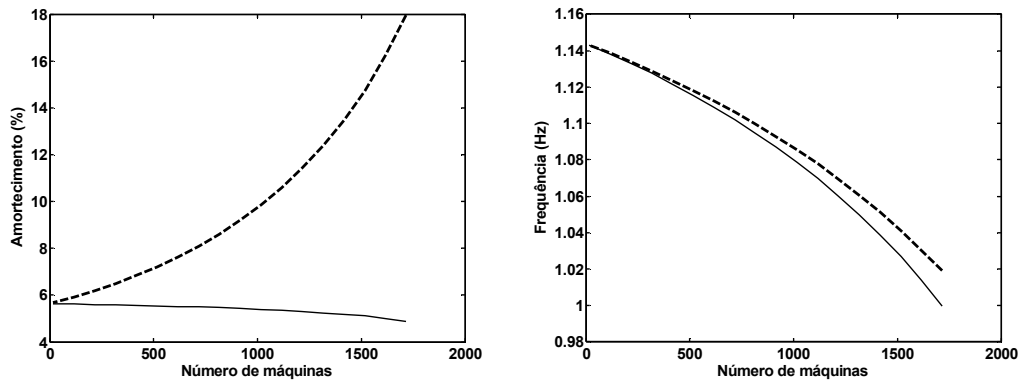


Figura 4.14 – Variação do amortecimento e frequência com o número de aerogeradores: sem PSS (-) e com PSS (--).

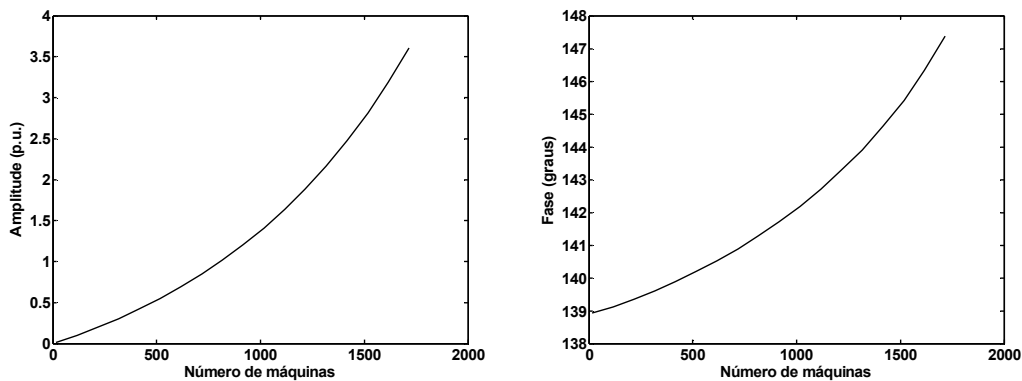


Figura 4.15 – Variação do resíduo da função de transferência V_t/v_{qr} com o número de aerogeradores.

4.4 PSS INSTALADOS EM FACTS

No caso de a tecnologia de conversão da produção eólica a ligar ao sistema se basear em geradores de indução convencionais não é possível adicionar amortecimento actuando directamente sobre os aerogeradores. No entanto, nos casos em que se encontre associado ao parque eólico um dispositivo do tipo FACTS, por exemplo para fornecer controlo de tensão, é possível instalar um PSS nestes dispositivos.

Num STATCOM o sinal de controlo sintetizado pelo PSS é adicionado à referência do controlo de tensão, como exemplificado na Figura 2.8. O funcionamento destes dispositivos foi já referido no Capítulo 2 e encontra-se também bem descrito em diversa literatura [2][5][41][42][49]. Assim, em seguida, apresenta-se apenas um

pequeno exemplo que ilustra a utilização de um PSS instalado num dispositivo do tipo FACTS, associado a um parque eólico equipado com geradores de indução, para amortecer um modo de oscilação electromecânico.

Exemplo 4.5 – Ajuste de um PSS instalado num dispositivo do tipo FACTS

Considera-se então novamente o sistema do Exemplo 4.2 e efectua-se o ajuste de um estabilizador a instalar no STATCOM ligado no barramento 2, com o objectivo de aumentar o amortecimento do modo electromecânico associado ao gerador síncrono do barramento 3. Neste caso o dimensionamento do PSS é relativamente trivial.

Começa-se por seleccionar o sinal de entrada. Na Figura 4.16 apresentam-se os resíduos para um PSS a instalar no STATCOM considerando dois sinais de entrada: tensão terminal e desvio de frequência medido no barramento. Face aos valores obtidos optou-se por um PSS sensível ao desvio de frequência porque a fase do resíduo se encontra mais próxima de 180 graus. O PSS foi dimensionado com o método de sensibilidades, já utilizado no Exemplo 4.4, de forma a que o amortecimento do novo modo seja de 15%.

O modo electromecânico inicial é

$$\lambda_i^0 = -0.4059 \pm j7.1869$$

e o resíduo da função f/v_{qr} é

$$R = 0.0107 \angle 176.7^\circ$$

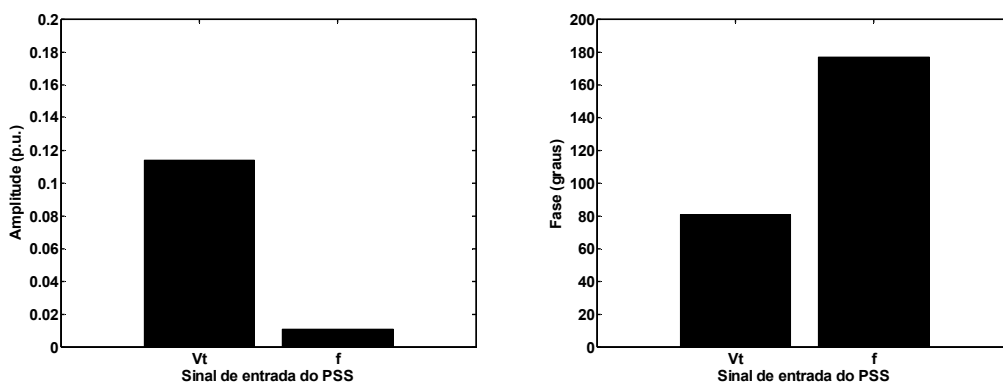


Figura 4.16 – Resíduos para os PSS a instalar nos FACTS.

A fase do resíduo encontra-se próxima de 180 graus e por isso não se considera necessária a utilização de blocos de compensação. O novo modo de oscilação será:

$$\lambda_i^d = -1.0615 + j7.1560$$

O ganho do estabilizador é então calculado como

$$K_s = \left| \frac{\lambda_i^d - \lambda_i^0}{\frac{\partial \lambda_i}{\partial K_s}} \right| = 53.1$$

Os modos de oscilação do sistema depois da inclusão do PSS dimensionado são apresentados na Tabela 4.4. O amortecimento do modo electromecânico é agora de 15%. A variação da frequência do modo é pouco significativa.

Na Figura 4.17 apresenta-se a evolução temporal da potência eléctrica do gerador síncrono e do gerador de indução após a aplicação de uma variação em degrau, com uma amplitude de -0.01 p.u., na referência do regulador de tensão do gerador síncrono. Verifica-se que, com o PSS dimensionado, o amortecimento das oscilações do gerador síncrono aumenta muito significativamente, o que se traduz numa diminuição da amplitude e redução do tempo de estabilização. Relativamente ao gerador de indução convencional verifica-se que a introdução do PSS conduz também a um aumento do amortecimento das oscilações, embora talvez menos perceptível.

Tabela 4.4 – Modos de oscilação – STATCOM com PSS

N.	Real	Imag.	ζ (%)	f (Hz)	Gerador	Sistema
1	-21.4145	74.2270	27.72	11.81	2	PSS
2	-14.0715	51.9425	26.15	8.27	4	IND
3	-10.0004	8.1387	77.56	1.30	3	AVR
4	-1.0791	7.0569	15.12	1.12	3	ROT
5	-0.4352	0.6888	53.41	0.11	3	AVR
6	-27.5949				3	GER
7	-11.1202				4	IND
8	-6.2112				3	GER
9	-0.1998				2	PSS
10	-1.6808				3	GER

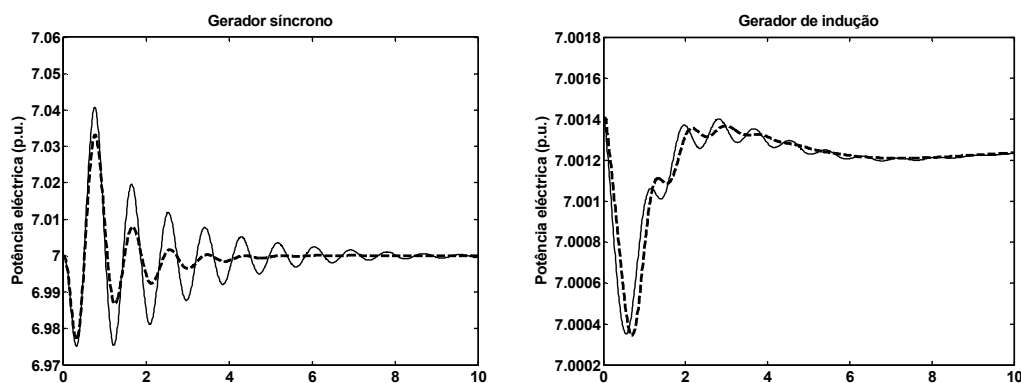


Figura 4.17 – Potência eléctrica sem PSS (-) e com PSS (--).

4.5 CONCLUSÃO

Neste capítulo avaliaram-se os impactos da ligação de produção eólica no amortecimento das oscilações dos sistemas para dois tipos de tecnologia de conversão: aerogerador de indução duplamente alimentado e aerogerador de indução convencional. Verificou-se que, para os exemplos apresentados, a introdução do aerogerador do tipo DFIG no sistema conduz a uma diminuição do amortecimento do modo de oscilação electromecânica, enquanto a integração do aerogerador de indução contribui para um aumento dos níveis de amortecimento.

Concluiu-se que, em qualquer dos casos, se os níveis de amortecimento forem reduzidos, os equipamentos associados aos parques eólicos podem ser utilizados para aumentar o amortecimento. Para o caso de aerogeradores do tipo DFIG propôs-se a instalação de um PSS na malha de controlo da potência activa do conversor ligado ao rotor. Para o caso das máquinas de indução convencionais, e caso o parque eólico esteja dotado de um dispositivo do tipo FACTS, por exemplo para controlo de tensão, propôs-se a utilização de um PSS instalado neste tipo de dispositivos FACTS.

O funcionamento do PSS instalado no aerogerador do tipo DFIG foi analisado em pormenor, tendo-se verificado que ganhos muito elevados podem contribuir para diminuir o amortecimento de um dos modos associados ao sistema de excitação do gerador síncrono. Verificou-se também que a eficácia do PSS diminui quando ocorre

uma redução da potência activa fornecida ou diminui o número de aerogeradores ligados à rede, por exemplo devido a uma menor disponibilidade do recuso primário.

Confirmou-se assim a importância do ajuste robusto dos PSS, de forma a garantir o melhor desempenho possível em todas as situações de operação viáveis.

É ainda de salientar que embora não seja estudada a possibilidade de os aerogeradores com máquina síncrona de velocidade contribuírem para aumentar o amortecimento esta deve considerar-se à partida uma solução viável. Atendo à elevada flexibilidade dos sistemas de controlo dos conversores é expectável que a implementação de um controlador do tipo PSS seja possível. Algumas das conclusões apresentadas para o caso do DFIG poderão contribuir para esse propósito.

Capítulo 5

DIMENSIONAMENTO ROBUSTO DE ESTABILIZADORES

5.1 INTRODUÇÃO

A robustez de uma solução de ajuste dos parâmetros de PSS consiste na capacidade de essa solução proporcionar uma resposta adequada para o conjunto de cenários considerados. O processo de determinação de um conjunto de parâmetros com estas características pode então designar-se de dimensionamento robusto de PSS.

O dimensionamento robusto de um PSS passa pela definição dos requisitos e também a realização de um conjunto de tarefas que visam determinar os valores dos parâmetros que assegurem a concretização dos requisitos estabelecidos. Nas secções seguintes procura-se sistematizar este processo, destacando as decisões que é necessário tomar e quais as alternativas disponíveis. Ou seja, discutem-se possíveis acções de controlo e estratégias para aumentar os níveis de amortecimento de um sistema.

Assumindo que se está na presença de um sistema pouco amortecido, e que será necessário implementar medidas para corrigir a situação, começa-se por discutir os níveis de amortecimento que devem ser colocados como objectivo para a instalação dos PSS. Em seguida são enunciadas as possíveis medidas de controlo que, utilizando os equipamentos descritos nos capítulos anteriores, melhor podem contribuir para atingir os objectivos definidos. Em seguida apresenta-se a formulação matemática do problema de optimização utilizado para encontrar os valores dos parâmetros dos PSS.

5.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Um aspecto fundamental a considerar antes de iniciar um processo de ajuste de parâmetros de PSS é a clara definição dos objectivos. Em linhas gerais, esses objectivos consistem em encontrar um conjunto de parâmetros que, para todos os cenários de operação considerados, e respeitando os limites físicos do controlador, conduza a níveis de amortecimento satisfatórios. Adicionalmente, esse objectivo deve ser alcançado com valores de ganho não muito elevados e com reduzida variação da frequência dos modos. Em seguida discutem-se estes três factores com mais pormenor.

5.2.1 Especificação do Amortecimento

A especificação do nível de amortecimento desejado é um dos aspectos cruciais a definir. É geralmente aceite que um amortecimento superior a 5% será satisfatório. Contudo, como requisito de estudos de ajuste de parâmetros de PSS devem ser considerados valores superiores, por exemplo 15% [5].

Uma filosofia alternativa consiste em ajustar os PSS maximizando o amortecimento. Embora esta estratégia conduza em geral a um comportamento mais amortecido, a primeira abordagem apresenta como vantagem a obtenção de ganhos mais baixos, o que não só reduz o efeito de limitação da saída dos estabilizadores, reguladores de tensão e sistemas de excitação, mas também as oscilações de potência reactiva para pequenas perturbações [42].

5.2.2 Variação da Frequência dos Modos de Oscilação

A variação da frequência dos modos de oscilação pode ser vista como menos relevante que o nível de amortecimento já que, se os estabilizadores se encontrarem bem ajustados, essa variação deve ser pequena. Idealmente, essa variação deve ser nula. Por essa razão no método de ajuste com sensibilidades a compensação de fase é determinada para que a fase seja de 180 graus. É no entanto de salientar que ao se impor um limite muito apertado existe o risco de não ser possível encontrar uma solução. A solução de ajuste a encontrar deve por isso constituir um compromisso entre o nível de amortecimento desejado e a variação de frequência aceitável.

5.2.3 Análise da Variação do Amortecimento e Frequência dos Modos

Um dos inconvenientes da análise modal está na dificuldade em fazer uma interpretação visual dos resultados, comum em estudos de estabilidade. Este aspecto é extremamente importante para a definição dos níveis de amortecimento desejados, uma vez que é útil ter presente a melhoria que se obtém na resposta a uma perturbação de uma máquina quando se aumenta o amortecimento de um determinado modo.

Na Figura 5.1 apresenta-se a resposta a um degrau de vários sistemas de segunda ordem, com frequência natural de 1 Hz e 0.5 Hz e amortecimento de 5, 10, 15 e 30%. Verifica-se que, para uma frequência de 1 Hz e um amortecimento de 5% o sistema oscila consideravelmente, não conseguindo estabilizar em menos de 10 segundos.

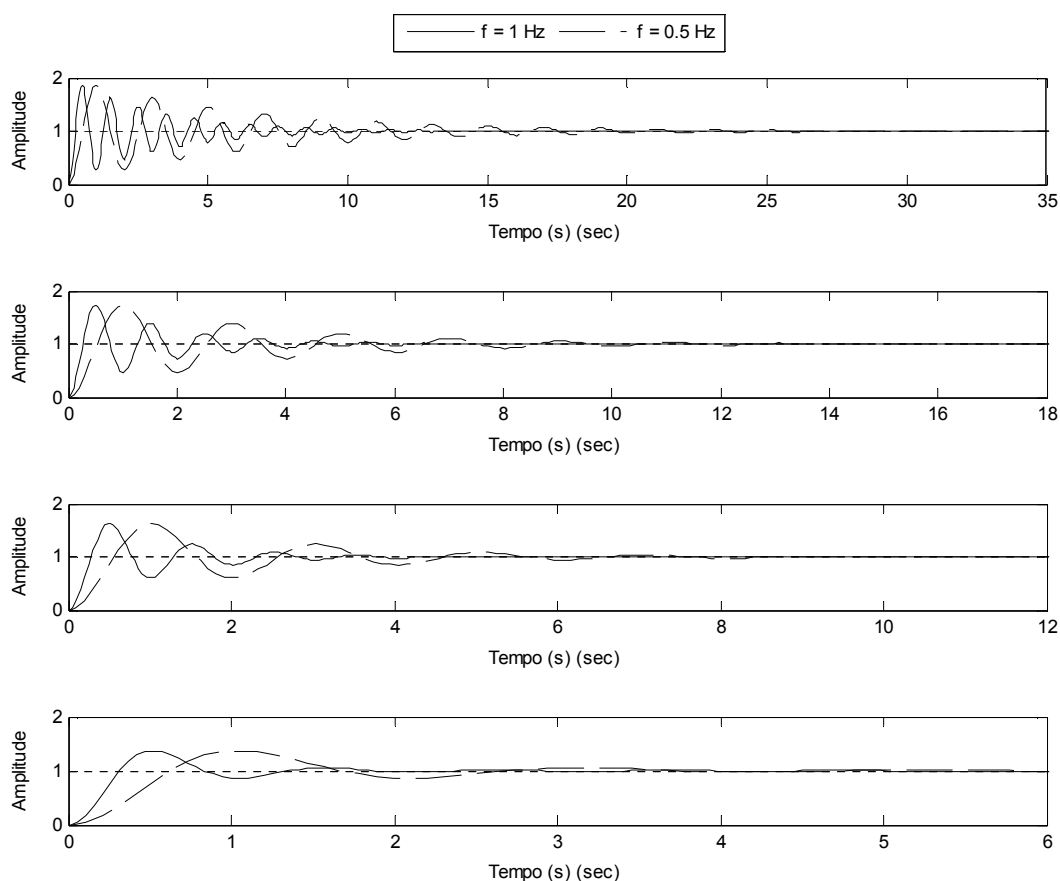


Figura 5.1 – Resposta de um sistema de segunda ordem a um degrau. Frequência natural de 1 Hz e 0.5 Hz e amortecimento de 5, 10, 15 e 30%.

Com o aumento do amortecimento para 10% a melhoria é significativa, sendo claramente visível que o sistema estabiliza em cerca de 6 segundos. Para um amortecimento de 15% o tempo de estabilização diminui para 4 segundos. Com amortecimento de 30% o sistema estabiliza em menos de 2 segundos. Embora seja menos perceptível, a amplitude das oscilações também diminuiu com o aumento do amortecimento. O aumento do amortecimento traduz-se também numa diminuição do tempo de estabilização no caso da frequência 0.5 Hz.

Considerando novamente o sistema com frequência de 1 Hz e um amortecimento de 5%, que estabiliza em aproximadamente 10 segundos, e comparando com o sistema com frequência de 0.5 Hz e um amortecimento de 10%, verifica-se que o tempo de estabilização não se reduz significativamente.

Conclui-se assim que o aumento do amortecimento de um modo de oscilação pode não se traduzir numa diminuição do tempo de estabilização caso a frequência do modo sofra uma variação significativa.

5.2.4 Gama de Valores dos Parâmetros dos PSS

O ajuste dos PSS deve ainda ter em conta as limitações físicas do controlador. Nesta dissertação adoptou-se o estabilizador clássico cujo modelo foi apresentado na Figura 2.11. No seu ajuste deve ter-se em atenção o seguinte:

- Bloco de *washout* – O bloco de *washout* consiste num filtro passa alto que impede que uma mudança permanente na velocidade altere a tensão de excitação, ou seja, que o PSS responda. Embora a existência de um bloco de *washout* seja fundamental, verifica-se que o valor das constantes de tempo não é crítico, podendo situar-se na gama de 1 a 20 segundos [1][59]. Se é pretendido o amortecimento de modos locais, T_w situa-se próximo do valor inferior. Os valores situados na parte superior da gama são utilizados quando se pretende amortecer modos inter-área de baixa frequência.
- Bloco de compensação de fase (*lead-lag*) – Para amortecer os modos electromecânicos, o binário produzido pelo estabilizador deve estar em fase com o desvio de velocidade, o que é conseguido com blocos de compensação de fase, na literatura anglo-saxónica designados como blocos de *lead-lag*. Tipicamente

são utilizados até dois blocos de compensação de fase, devendo as suas constantes de tempo ser ajustadas para que o PSS contribua com amortecimento na gama de frequência dos modos de oscilação de interesse.

- **Ganho** – O ganho do estabilizador tem um importante efeito no amortecimento das oscilações. O valor do ganho é calculado de forma a proporcionar o efeito desejado para uma gama de frequências. O amortecimento aumenta com o aumento do ganho do estabilizador até determinado ponto, a partir do qual o aumento do ganho causa uma diminuição do amortecimento.
- **Limites** – O limitador do sinal de saída tem um papel determinante no funcionamento do PSS, especialmente quando o ganho é elevado. O limite superior da saída é, tipicamente, ajustado para valores relativamente elevados, na gama de 0.1 p.u. a 0.2 p.u. Valores da gama -0.05 p.u. a -0.1 p.u. são considerados apropriados para o limite inferior [1].

5.3 COORDENAÇÃO DAS ACÇÕES DE CONTROLO

Os objectivos especificados poderão ser atingidos através da implementação de várias acções de controlo, nomeadamente as que se referem em seguida:

- **Reajuste de PSS instalados em geradores síncronos** – Quando possível, a acção com menor custo talvez seja reajustar os estabilizadores que equipam as máquinas síncronas. Poderá no entanto não resultar em muitas situações.
- **Instalação de novos PSS em geradores síncronos** – Caso o reajuste dos PSS em funcionamento não conduza ao resultado pretendido poderá equacionar-se a possibilidade de instalar PSS adicionais em outros geradores síncronos.
- **Instalação de PSS em DFIG** – Como foi já exemplificado, a instalação de PSS em aerogeradores do tipo DFIG é também uma solução viável para aumentar os níveis de amortecimento dos modos de oscilação electromecânicos. Esta solução poderá ser interessante quando as soluções anteriores na estejam disponíveis.
- **Instalação de PSS em FACTS** – Nos casos em que estejam ligados aos sistemas dispositivos do tipo FACTS poderá considerar-se a sua utilização para aumentar

os níveis de amortecimento. A instalação deste tipo de equipamentos com o propósito exclusivo de aumentar os níveis de amortecimento não deverá no entanto ser atractiva devido aos elevados custo que implica.

Naturalmente, em muitos casos, a implementação de exclusivamente uma destas acções de controlo poderá não ser suficiente para melhorar o amortecimento de todos os modos de oscilação de um sistema. Nestas situações deverá procurar-se a coordenação de acções de controlo de vários tipos, de forma a conseguir melhores resultados. Por exemplo, conjugando o reajuste de PSS instalados em alguns geradores síncronos com a instalação de novos PSS em geradores síncronos ou aerogeradores do tipo DFIG.

A selecção da estratégia mais adequada depende de vários factores, como as características de cada sistema, as preferências do operador ou as soluções técnicas disponíveis. Não é por isso possível estabelecer uma ordem de mérito. Como orientação geral, deverá dar-se prioridade à avaliação das soluções técnicas mais simples e com menores custos que conduzam aos resultados desejados.

Qualquer que seja a estratégia adoptada, é possível utilizar estabilizadores de parâmetros constantes ou qualquer das soluções mais avançadas já descritas. No primeiro caso será necessário proceder ao ajuste robusto dos estabilizadores de forma a encontrar um conjunto de parâmetros constantes que produzam um resultado satisfatório para uma gama alargada de possíveis pontos de operação do sistema.

5.4 AJUSTE DOS PARÂMETROS DOS ESTABILIZADORES

O ajuste dos parâmetros dos estabilizadores é efectuado através da resolução de um problema de optimização que modeliza os requisitos operacionais e as restrições técnicas e de operação. Este objectivo pode ser atingido formulando o problema de várias formas. Em seguida propõem-se três possibilidades: minimização da soma do ganho dos PSS, maximização do amortecimento dos modos de oscilação, e minimização da soma do ganho e da compensação de fase dos PSS.

5.4.1 Minimização da Soma do Ganho dos PSS

O índice Q_k da qualidade de uma solução, para um dado cenário k , é definido como a soma ponderada dos ganhos dos PSS instalados, para todas as máquinas e modos de oscilação. Para um cenário k este problema pode ser representado pela seguinte minimização do índice de qualidade:

$$\min \quad Q_k(\underline{X}) = \sum_{i=1}^{nm} \sum_{j=1}^{ng} \omega_{ij} K_j \quad (5.1)$$

$$\text{sujeito a:} \quad \zeta_i \geq \zeta_{i.\min} \quad (5.2)$$

$$|\Delta f_i| \leq \Delta f_{i.\max} \quad (5.3)$$

$$\underline{X}_{j.\max} \geq \underline{X}_j \geq \underline{X}_{j.\min} \quad (5.4)$$

em que:

- $\underline{X}$ é a solução do problema;
- ω_{ij} são os factores de ponderação;
- K_j é o ganho do PSS instalado no gerador j ;
- ng é o número total de geradores;
- nm é o número de modos de oscilação;
- ζ_i é o amortecimento do modo i ;
- Δf_i é a variação de frequência do modo i .

Considerando um número nc de cenários de operação, o problema pode ser visto como uma minimização multicritério com nc atributos, cada um correspondendo à qualidade do desempenho dos PSS em cada cenário. Uma solução de compromisso será encontrada no conjunto de soluções não dominadas ou de Pareto. A selecção não é contudo trivial.

Podem ser adoptadas várias estratégias para seleccionar uma solução de compromisso pertencente ao conjunto de soluções não dominadas. Uma forma simples consiste na minimização da soma pesada dos atributos

$$\min \quad F = \sum_{k=1}^{nc} z_k Q_k \quad (5.5)$$

em que z_k denota a importância relativa do cenário k . Pode ser por exemplo uma probabilidade de ocorrência, ou uma medida relativa das consequências do cenário. Isto é equivalente a encontrar na fronteira de Pareto o ponto mais próximo da solução ideal (solução com o melhor índice de qualidade para todos os cenários). Poderão também ser usadas outras métricas, como por exemplo a métrica de Chebychev. Considerando que todos os cenários têm a mesma importância, todos $z_k = 1$, esta função objectivo seria

$$\min \quad F = \max[Q_k] \quad (5.6)$$

e o PSS é projectado para o pior desempenho ser o melhor possível.

5.4.2 Maximização do Amortecimento

O índice Q_k da qualidade de uma solução, para um dado cenário k , é neste caso definido como o menor amortecimento dos modos de oscilação. Para um cenário k este problema pode ser representado pela seguinte maximização do índice de qualidade:

$$\max \quad Q_k(\underline{X}) = \min\{\zeta_i\} \quad (5.7)$$

$$\text{suj.} \quad \underline{X}_{j.\max} \geq \underline{X}_j \geq \underline{X}_{j.\min} \quad (5.8)$$

$$|\Delta f_i| \leq \Delta f_{i.\max} \quad (5.9)$$

em que as variáveis têm o significado descrito na Secção 5.4.1.

Para nc cenários de operação pode ser seleccionada uma solução do conjunto de soluções não dominadas utilizando uma das seguintes métricas:

$$\max \quad F = \sum_{k=1}^{nc} w_k Q_k \quad (5.10)$$

ou

$$\max \quad F = \min[Q_k] \quad (5.11)$$

A primeira métrica representa uma solução de compromisso. A segunda métrica corresponde a procurar que o modo de oscilação menos amortecido, entre todos os cenários de operação considerados, apresente o maior amortecimento possível.

5.4.3 Minimização da Soma do Ganho e da Compensação de Fase dos PSS

O ajuste de um PSS é constituído por duas fases distintas: dimensionamento da compensação de fase e determinação do ganho. Nenhuma das formulações anteriores considera a representação explícita da primeira etapa. Em ambos os casos a adequação da compensação de fase é imposta pela restrição de frequência e, em menor grau, pela restrição associada ao amortecimento. Isto significa que a contribuição adequada dos blocos de compensação de fase para a frequência dos modos de oscilação pode ser obtida com diferentes valores dos parâmetros. Ou seja, as formulações anteriores deixam demasiados graus de liberdade às constantes de tempo dos blocos de compensação de fase e embora possam conduzir a uma adequada compensação de fase não é procurada a sua optimização.

Para colmatar esta limitação propõe-se a seguinte modificação na formulação descrita na Secção 5.4.1 para adicionar informação sobre a compensação de fase:

$$\min Q_k(\underline{X}) = \sum_{i=1}^{nm} \sum_{j=1}^{ng} (\omega_{ij} K_j + W \cdot N_j \alpha_j) \quad (5.12)$$

em que

N_j é o número de blocos de compensação do PSS instalado no gerador j ;

α_j é o factor de filtro do PSS instalado no gerador j ;

W é um factor de ponderação da compensação de fase.

As restantes variáveis mantêm o significado descrito na Secção 5.4.1. Para cada cenário, esta nova função objectivo é constituída por duas parcelas. A primeira procura a minimização do ganho dos PSS, necessário para atingir o nível de amortecimento especificado. A segunda procura a minimização da compensação de fase, necessária para fazer respeitar a restrição da variação da frequência do modo de oscilação.

A restante formulação do problema permanece como enunciado na Secção 5.4.1.

5.5 ALGORITMO DE OPTIMIZAÇÃO (EPSO)

O método de optimização utilizado para a resolução do problema formulado consiste num algoritmo evolucionário designado por *Evolutionary Particle Swarm Optimization* – EPSO – resultante da combinação de conceitos das Estratégias Evolucionárias e do PSO clássico. Este método foi já utilizado com sucesso no problema de ajuste de parâmetros de PSS [47][48] e a outros problemas de optimização em sistemas de energia [60]. No Anexo E apresenta-se uma breve descrição.

Previsivelmente, outras metodologias de optimização são passíveis de serem utilizadas para a resolução deste problema. Contudo, não foram testados outros algoritmos por não se encontrar no âmbito da dissertação o estudo de algoritmos de optimização e, principalmente, porque o EPSO dá boas garantias de eficiência e possui características adequadas ao problema a resolver. Nesta secção descreve-se em linhas gerais as particularidades envolvidas na utilização do EPSO na resolução dos problemas de optimização formulados nas secções anteriores.

Cada partícula, representativa de uma possível solução do problema, é constituída pelas variáveis de controlo. No caso do problema de dimensionamento de PSS consistem em, para cada gerador, ganho K , número de blocos de compensação de fase N , constante de tempo $T = T_1$ e factor de filtro $\alpha = T_1/T_2$.

As restrições referentes a limites das variáveis de controlo são consideradas automaticamente pelo algoritmo, impedindo que o movimento das partículas ultrapasse os valores extremos impostos. Quando necessárias, as restrições relativas ao amortecimento e à variação de frequência, são consideradas através de penalizações na função objectivo, que se obtêm somando à função objectivo definida na Secção 5.4 uma penalidade proporcional ao quadrado do desvio da restrição violada. Esta é uma forma simples e eficaz de incluir no problema qualquer tipo de restrição, como por exemplo o limite de máximo desvio de frequência. Naturalmente, a inclusão de novas restrições dificulta a rápida obtenção de uma solução.

Como em qualquer algoritmo baseado em meta-heurísticas não existem garantias de que seja encontrado o óptimo global. No entanto após várias corridas do algoritmo é expectável que forneça uma boa solução.

Exemplo 5.1 – Análise dos métodos de ajuste propostos

Este exemplo mostra a aplicação do método proposto para dimensionamento robusto de PSS, nas três formulações descritas, e apresenta uma comparação com os resultados obtidos no Exemplo 4.4 utilizando o método de sensibilidades.

Na Tabela 5.2 apresentam-se o amortecimento do modo electromecânico e o valor dos parâmetros do PSS para cada um dos métodos considerados. A Figura 5.2 mostra o diagrama de Bode dos PSS dimensionados.

Tabela 5.1 – Amortecimento do modo electromecânico e parâmetros do PSS

Método	ζ (%)	Variação da Frequência	Parâmetros do PSS			
			K	N	T	α
S	16.55	0.44%	0.1046	2	0.2152	1.85
F1	15.03	-2.33%	0.0129	2	1.0000	4.00
F2	43.21	-0.45%	0.3408	2	0.1163	3.60
F3	15.13	0.98%	0.0955	1	0.2995	3.26

Com excepção da formulação 2, todas conduzem a um amortecimento próximo de 15%. Tomando como referência o resultado obtido com o método de sensibilidades, pode verificar-se que a minimização do ganho do PSS não procura otimizar a compensação de fase. Para compensar o menor valor do ganho K , o algoritmo aumenta o ganho introduzido pela compensação de fase.

Este problema pode não acontecer com a maximização do amortecimento, uma vez que não existe nenhuma limitação ao valor do ganho do PSS além dos limites físicos. No entanto, também não é imposta nenhuma restrição quanto ao valor das constantes de tempo e por isso a compensação pode não ser a mais adequada.

A terceira formulação permite obter uma compensação mais adequada, porque a função objectivo inclui informação relativa ao ganho do PSS e à compensação de fase. Embora mais complexa, esta última formulação, ajustando alguns parâmetros, nomeadamente o factor de ponderação na função objectivo e o limite de avaliação da frequência dos modos, é possível encontrar um resultado semelhante ao obtido com o método de sensibilidades, tomado como referência.

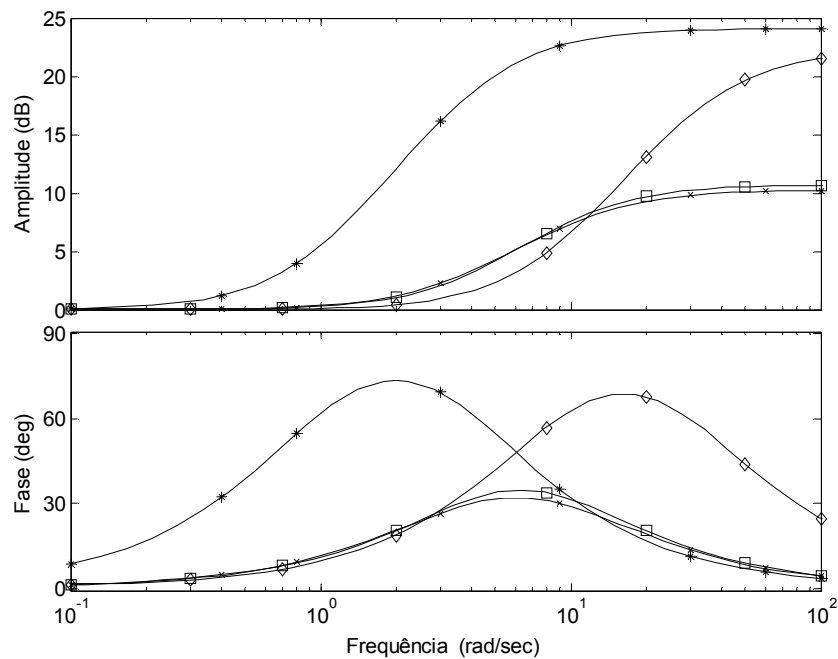


Figura 5.2 – Diagrama de Bode do PSS dimensionado com os vários métodos. Dimensionamento com sensibilidades (□), minimização do ganho (*), maximização do amortecimento (◇) e minimização da soma do ganho e da compensação de fase (×).

Em alguns casos o número de soluções viáveis pode ser reduzido e assim podem ser obtidos resultados satisfatórios utilizando a formulação 1 ou 2. Qualquer que seja o método utilizado é importante a validação dos resultados, como se refere em seguida.

5.6 METODOLOGIA PARA AJUSTE ROBUSTO DOS ESTABILIZADORES

Finalmente, é fundamental definir uma metodologia adequada para conjugar todos os aspectos referidos nas secções anteriores: os objectivos pretendidos, as soluções disponíveis, as ferramentas de ajuste e os algoritmos de optimização. Nesta dissertação adopta-se uma metodologia que envolve quatro etapas:

- Identificação e selecção dos modos de oscilação;
- Análise das possíveis acções de controlo;
- Ajuste dos parâmetros dos estabilizadores;

- Validação dos resultados.

5.6.1 Identificação e Selecção dos Modos de Oscilação

Antes de iniciar um processo de ajuste dos parâmetros de estabilizadores é necessário definir os cenários de operação mais relevantes. A análise de cada cenário pode ser trabalhosa e bastante demorada, especialmente em sistemas de média ou grande dimensão, e por isso deve seleccionar-se um conjunto reduzido de cenários de operação a analisar. Estes cenários podem ser seleccionados atendendo a factores como por exemplo a severidade das condições de operação ou probabilidade de ocorrência.

Em seguida deve realizar-se uma análise cuidadosa dos níveis de amortecimento para identificar possíveis problemas. Dado que os modos de oscilação não contêm toda a informação necessária, será de efectuar uma análise dos factores de participação e dos *mode shape*. É também útil classificar os modos quanto ao tipo de oscilação (local ou inter-área) e identificar os geradores que para eles contribuem mais significativamente.

Estes indicadores fornecem também informação relevante quanto à viabilidade de algumas das soluções possíveis para aumentar os níveis de amortecimento dos modos de oscilação electromecânicos.

5.6.2 Análise das Possíveis Acções de Controlo

A segunda etapa da metodologia proposta para ajuste de PSS consiste em avaliar a viabilidade das soluções enumeradas na Secção 5.3 e que poderão contribuir para aumentar os níveis de amortecimento do sistema.

Nesta fase devem considerar-se todos os equipamentos disponíveis, ou que se admite instalar, e que poderão contribuir para aumentar o amortecimento. Devem ser analisados os diversos indicadores fornecidos pela análise modal como *mode shape*, factores de participação, resíduos, factores de observabilidade e factores de controlabilidade. Com base na análise destes indicadores devem ser seleccionados os PSS a ajustar, os modos a amortecer e o sinal de entrada de cada PSS.

5.6.3 Ajuste dos Parâmetros dos Estabilizadores

Uma vez identificados os dispositivos que poderão elevar os níveis de amortecimento para os valores considerados adequados procede-se ao seu ajuste. Nesta fase pode utilizar-se um dos diversos métodos descritos nas secções anteriores.

Dependendo das características do método de ajuste adoptado, pode chegar-se à conclusão de que uma ou mais das acções de controlo identificadas na secção anterior não são necessárias para atingir os objectivos especificados.

5.6.4 Validação dos Resultados

A última fase do dimensionamento dos estabilizadores consiste na avaliação da qualidade da solução e do efeito dos PSS na estabilidade global do sistema. Em [1][5] é sugerido um processo de validação composto por duas partes:

- Avaliação da estabilidade após pequenas perturbações (*small signal stability*);
- Avaliação do comportamento dinâmico para grandes perturbações (por exemplo curto-circuito), incluindo estabilidade transitória.

A primeira parte inclui a análise do efeito dos PSS nos modos de oscilação. Ou seja, envolve a repetição da primeira etapa da metodologia considerando agora em operação os PSS ajustados através do processo já descrito.

Depois de analisar o desempenho perante pequenas perturbações é importante examinar o seu efeito na estabilidade transitória do sistema. Assim, numa segunda etapa, deve analisar-se a evolução temporal de algumas grandezas do sistema na presença de uma perturbação severa. A perturbação aplicada tem um papel crucial e deve por isso ser escolhida de forma criteriosa.

Note-se no entanto que os modos de oscilação identificados poderão não ser claramente observados nas simulações realizadas. A resposta do sistema é resultado de uma combinação de factores não lineares como o tipo de perturbação ou o local da perturbação. Assim, um determinado modo pode não ser excitado pela perturbação simulada ou não ser observável através das grandezas analisadas.

A perturbação mais indicada para validar o ajuste dos PSS é a aplicação de um degrau na referência do regulador de tensão. Em [5] podem também encontrar-se algumas indicações sobre como excitar modos com determinadas características.

Exemplo 5.2 – Dimensionamento robusto de um PSS

Para exemplificar a identificação de uma solução robusta através da utilização do método proposto considerou-se novamente o sistema do Exemplo 4.1, apresentado na Secção 4.2. Para o efeito foram construídos novos cenários de operação admitindo diferentes valores da reactância da linha de ligação ao barramento de potência infinita e da potência activa gerada pelo gerador síncrono. As características dos 12 cenários estudados são resumidas na Tabela 5.2, onde se apresentam também os valores do amortecimento e da frequência do modo de oscilação electromecânica. Note-se que o cenário 7 corresponde à situação estuda nos exemplos do Capítulo 4.

É de salientar que o exemplo apresentado ilustra a aplicação do método proposto mas, por se tratar de um sistema muito simples, não ilustra completamente as situações em que será mais útil. De facto, tal como nos exemplos anteriores, neste caso, poderia ser encontrada uma solução satisfatória com métodos mais tradicionais.

Tabela 5.2 – Caracterização dos cenários estudados

N.	X (p.u.)	P (%Pmax)	ζ (%)	f (Hz)
1	0.025	1	7.61	1.2585
2	0.025	0.8	8.48	1.2863
3	0.025	0.6	9.86	1.3118
4	0.035	1	5.99	1.0906
5	0.035	0.8	6.96	1.1376
6	0.045	0.6	8.33	1.1772
7	0.040	1	4.89	0.9998
8	0.040	0.8	6.09	1.0612
9	0.040	0.6	7.53	1.1107
10	0.045	1	3.23	0.9007
11	0.045	0.8	5.02	0.9815
12	0.045	0.6	6.67	1.0438

A primeira etapa da metodologia proposta consiste na identificação e selecção dos modos de oscilação de interesse. Esta análise foi já realizada nos exemplos do Capítulo 4, tendo-se então verificado que o sistema apresenta apenas um modo de oscilação electromecânico e que este é pouco amortecido. Pode agora confirmar-se que este modo é pouco amortecido para todas as situações de operação consideradas.

Dada a conveniência de aumentar os níveis de amortecimento do sistema, a próxima etapa consiste em identificar as possíveis acções de controlo. Esta análise foi também realizada no Exemplo 4.1, tendo-se concluído que a solução mais eficiente seria a instalação de um PSS o gerador síncrono. Face à impossibilidade de implementar tal acção de controlo, torna-se interessante a instalação de um PSS no aerogerador do tipo DFIG. Esta análise é também válida para o exemplo agora em estudo.

Foi então seleccionado um estabilizador convencional sensível à tensão. Face aos novos cenários considerados, é necessário verificar se este PSS continua eficaz. Na Figura 5.3 apresenta-se a amplitude e fase do resíduo correspondente à função de transferência do PSS para todos os cenários. Na Figura 5.4 apresenta-se o amortecimento e frequência do modo electromecânico para os mesmos cenários.

Pode observar-se que a amplitude do resíduo situa-se entre aproximadamente 1 p.u. e 4.5 p.u., enquanto a fase do resíduo encontra-se numa gama de 15 graus, entre 140 graus e 155 graus, o que não constitui uma grande dificuldade para o dimensionamento da compensação de fase. De notar que os valores mais elevados da amplitude do resíduo ocorrem quando o amortecimento é menor, o que é positivo, mas dificulta a identificação do cenário mais desfavorável.

A terceira etapa consiste na determinação do valor dos parâmetros do PSS. O objectivo é encontrar uma solução robusta, que produza resultados satisfatórios para o conjunto de cenários considerados. Uma solução com estas características foi então calculada com o método descrito na Secção 5.4.3.

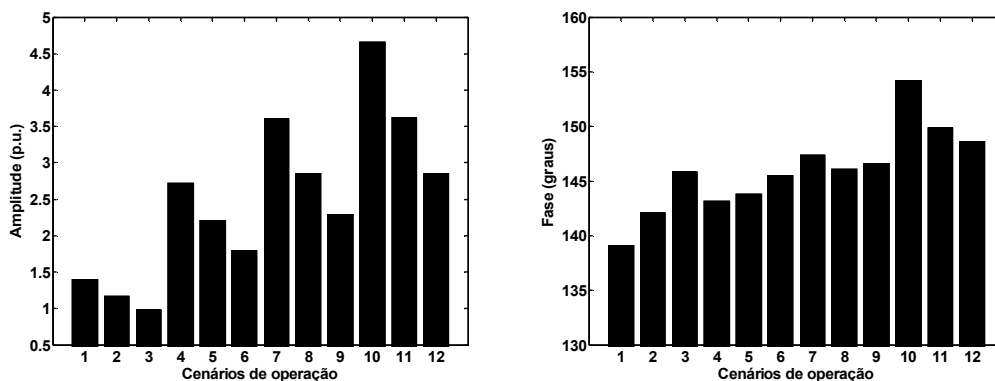


Figura 5.3 – Resíduos da função de transferência V_r/V_{qr} .

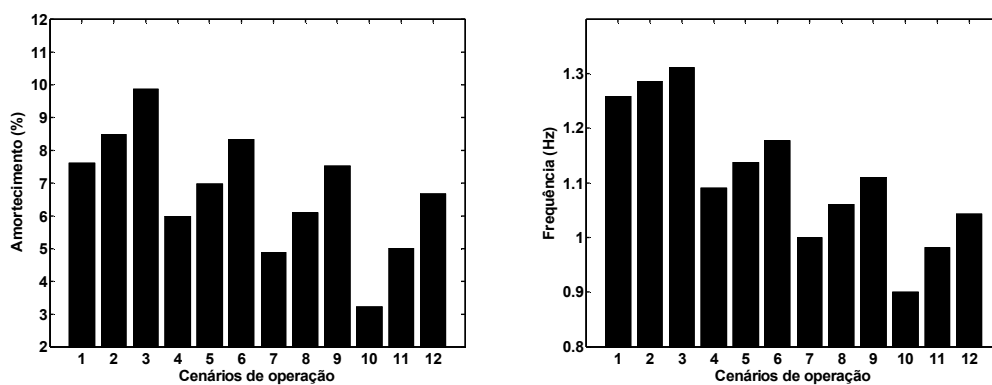


Figura 5.4 – Amortecimento e frequência do modo electromecânico.

Tabela 5.3 – Valor dos parâmetros do PSS

Ger.	K	N	T	α
4	0.2287	2	0.1382	2.4374

Na Tabela 5.3 apresentam-se os valores calculados para os parâmetros do estabilizador. Como seria de esperar o ganho obtido é ligeiramente superior ao calculado no Exemplo 4.4. São também utilizados dois blocos de compensação de fase. Contudo, como se pode confirmar na Figura 5.5, é necessária uma maior compensação, que resulta de um compromisso entre os diferentes valores da fase do resíduo.

No mapa de pólos da Figura 5.6 apresentam-se os modos de oscilação sem PSS, com o PSS ajustado exclusivamente para o cenário 7 (ver Exemplo 4.4) e com o PSS ajustado em simultâneo para todos os cenários agora considerados. Verifica-se que o

amortecimento aumentou para os valores pretendidos. Após a instalação do PSS dimensionado, o cenário 3 apresenta o menor amortecimento. Pode concluir-se assim que este corresponde às condições de operação mais desfavoráveis.

Como o exemplo apresentado é muito simples, pode afirmar-se que se o PSS fosse ajustado apenas para esta situação, o amortecimento introduzido pelo PSS nos outros cenários seria satisfatório. Um cenário com estas características pode ser designado de pior caso. É no entanto de salientar que em sistemas mais complexos pode não existir um pior caso, ou existindo, a sua identificação pode não ser evidente.

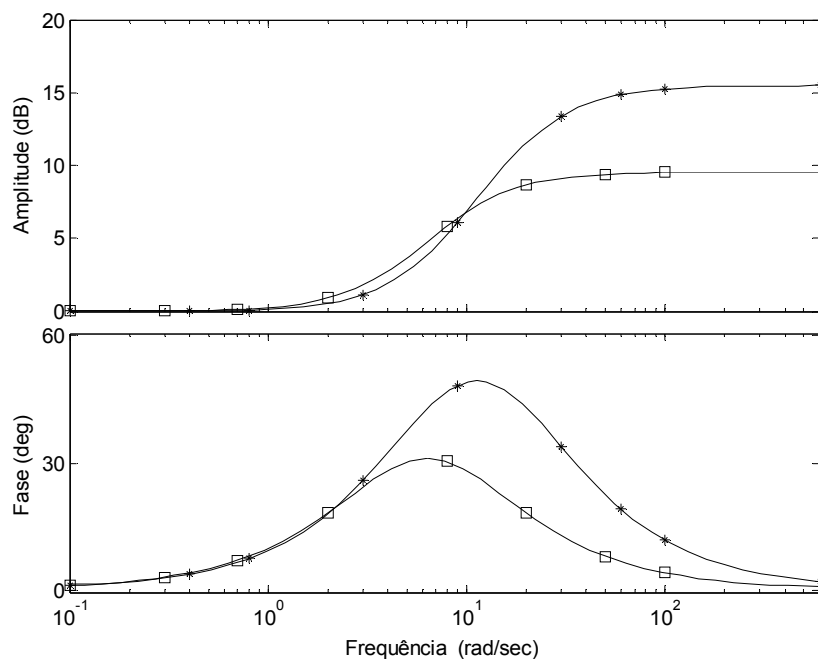


Figura 5.5 – Diagrama de Bode dos PSS dimensionados. Dimensionamento com sensibilidades para o cenário de operação do Exemplo 4.1 (□), dimensionamento robusto para todos os cenários (*).

Por fim, a quarta e última etapa da metodologia proposta consiste na realização de simulações no domínio do tempo. Na Figura 5.7 apresenta-se a evolução temporal da potência eléctrica do gerador síncrono e do gerador de indução após a aplicação de uma variação em degrau, com uma amplitude de -0.01 p.u., na referência do regulador de tensão do gerador síncrono. Na Figura 5.8 apresenta-se a resposta dos mesmos

geradores após a simulação de um curto-circuito com duração de 100 ms no barramento

2. Note-se que a simulação do curto-circuito foi realizada com o PSS^{TME}.

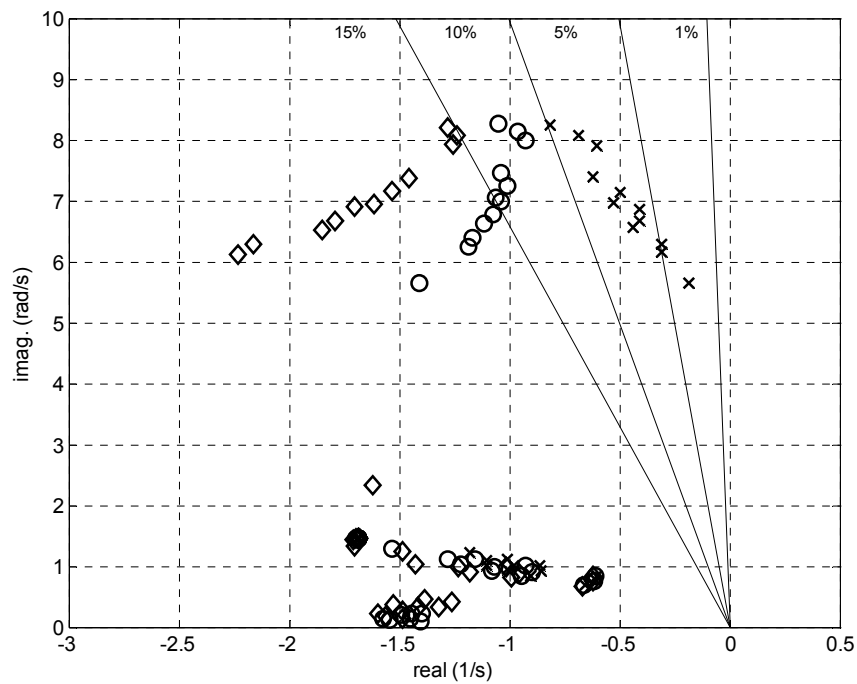


Figura 5.6 – Mapa de pólos sem e com PSS instalado na DFIG. Sem PSS ($\times$), com PSS ajustado para o cenário 7 (o) e com PSS ajustado em simultâneo para todos os cenários ($\diamond$).

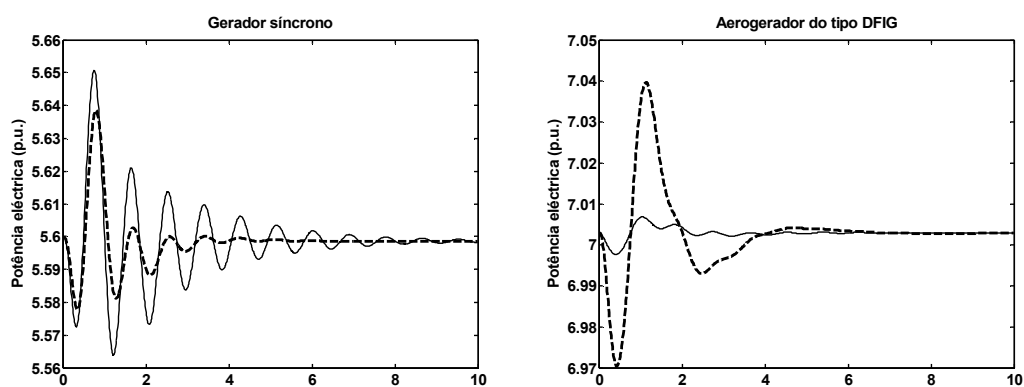


Figura 5.7 – Potência eléctrica sem PSS (-) e com PSS (--).

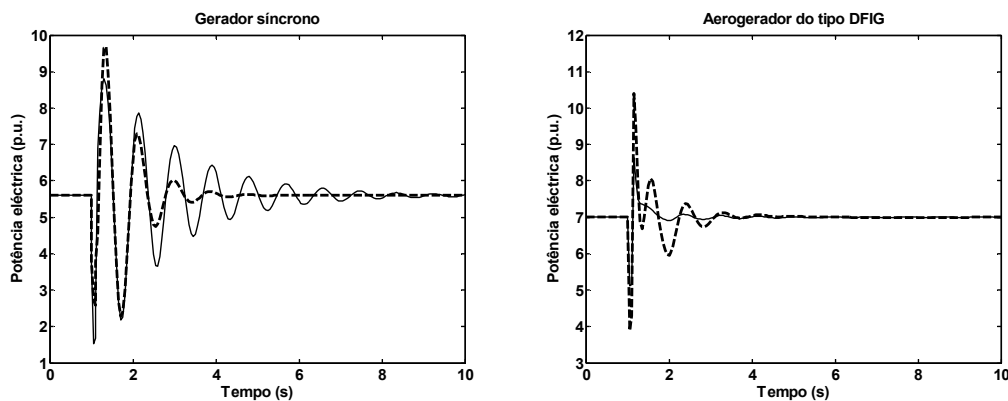


Figura 5.8 – Potência eléctrica sem PSS (-) e com PSS (--).

5.7 CONCLUSÃO

Neste capítulo caracterizou-se o problema de ajuste robusto dos parâmetros de PSS e foram analisados os níveis de amortecimento e variação da frequência considerados satisfatórios. Embora a definição destes valores dependa naturalmente de cada sistema, definiu-se como linha orientadora para ajuste de PSS a obtenção de um amortecimento superior a 15% com a menor variação possível da frequência.

Propôs-se também um método que permite encontrar um conjunto de parâmetros que constitui uma solução robusta. Foram apresentadas três formulações e analisou-se em detalhe cada uma delas através do estudo de um pequeno exemplo. Conclui-se que o método proposto, baseado na resolução de um problema de optimização com uma meta-heurística, conduz a resultados bastantes satisfatórios.

É no entanto importante notar que, qualquer que seja o método adoptado na determinação dos parâmetros dos PSS a definição de uma metodologia adequada é fundamental. Propôs-se por isso uma metodologia constituída por quatro etapas: identificação e selecção dos modos de oscilação, análise das acções de controlo possíveis, ajuste dos parâmetros dos PSS e validação dos resultados.

Foram também analisadas as acções de controlo que podem ser implementadas num sistema para aumentar os níveis de amortecimento, tendo especial atenção no seu relacionamento com a produção eólica, e de que forma essas acções de controlo poderão

ser coordenadas para elaborar uma estratégia que contribua para melhorar os níveis de amortecimento de um sistema que apresente uma relação custo/benefício interessante.

Capítulo 6

EXEMPLOS DE DIMENSIONAMENTO ROBUSTO DE ESTABILIZADORES

6.1 INTRODUÇÃO

As pequenas oscilações que ocorrem em sistemas eléctricos reais, de grande dimensão, são complexas e a sua análise não é trivial. É por isso frequente, para verificação de conceitos, recorrer-se à análise de pequenos sistemas de teste que, contudo, permitem ilustrar os tipos de oscilações que podem ocorrer em sistemas interligados de maior dimensão. Desta forma é possível estudar os principais fenómenos envolvidos no problema de estabilidade para pequenas perturbações, desenvolver estratégias para melhorar o amortecimento dos modos de oscilação e validar metodologias para dimensionamento de PSS com um esforço relativamente reduzido e sem perder de vista os aspectos mais relevantes.

O resultado do trabalho sobre o sistema de teste pode posteriormente ser aplicado a sistemas de maior dimensão, habitualmente com pequenas modificações. Se necessário, para aplicar alguns métodos, pode efectuar-se uma redução da dimensão do sistema, por exemplo agrupando em máquinas equivalentes geradores com oscilações coerentes. É também importante ter em atenção que o esforço computacional envolvido no estudo de um sistema pode aumentar muito significativamente com a dimensão.

Neste capítulo é estudado um conjunto de situações que exemplificam a aplicação dos conceitos descritos nos capítulos anteriores. Para o sistema de teste considerado procura-se então analisar o impacto da integração da produção eólica nos

níveis de amortecimento dos sistemas, identificar soluções que permitam aumentar o amortecimento das oscilações e aplicar as metodologias propostas para ajuste de PSS.

Como foi já referido, tais soluções passam por coordenar a instalação e afinação de PSS a instalar em geradores síncronos, aerogeradores do tipo DFIG ou dispositivos do tipo FACTS. Foram considerados PSS clássicos de parâmetros constantes e um PSS adaptativo com parâmetros programados. Em qualquer dos casos, procura-se obter uma solução robusta que conduza a uma melhoria satisfatória dos níveis de amortecimento para o conjunto de cenários de operação considerados.

Embora no exemplo apresentado seja analisado apenas o caso de coordenação entre PSS instalados em geradores síncronos e aerogeradores do tipo DFIG, é expectável que as estratégias estudadas sejam facilmente aplicadas a situações envolvendo outro tipos de equipamentos, como por exemplo dispositivos do tipo FACTS ou aerogeradores síncronos de velocidade variável.

6.2 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA DE TRÊS ÁREAS

O sistema estudado, descrito na Figura 6.1, é constituído por duas áreas ligadas a um sistema de grande dimensão. Cada área contém dois geradores síncronos equivalentes, uma carga equivalente, uma bateria de condensadores e um gerador equivalente correspondente a vários parques eólicos equipados com aerogeradores do tipo DFIG. Os dados detalhados do sistema são apresentados no Anexo C.

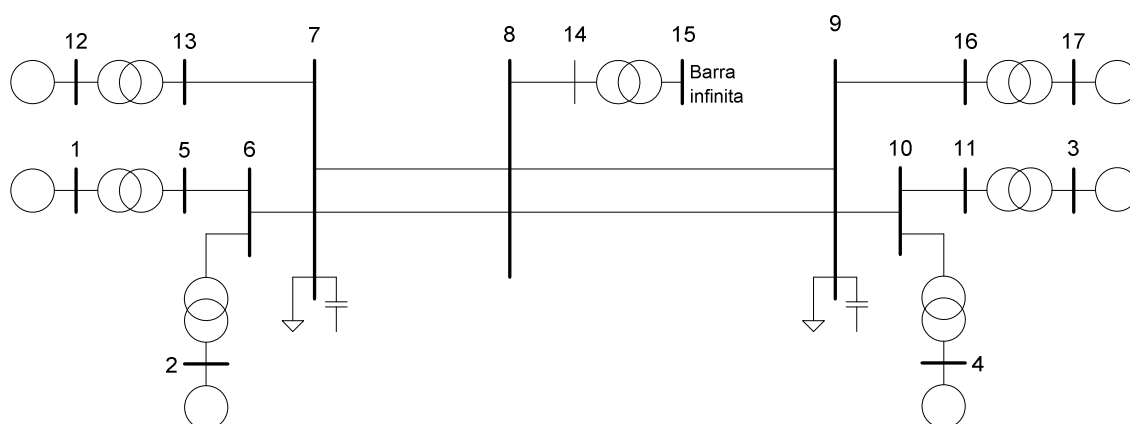


Figura 6.1 – Esquema unifilar do sistema de “Três áreas”.

Os geradores síncronos foram representados com um modelo de sexta ordem, conforme descrito em [1], desprezando-se os efeitos da saturação magnética, tendo-se admitido ainda sistemas de excitação de corrente contínua (DC) iguais para todas as máquinas, representados com o modelo tipo 1 do IEEE [1]. Os aerogeradores foram modelizados como descrito no Capítulo 3 e o equivalente de rede foi representado por uma máquina de potência muito elevada, com um comportamento semelhante a um barramento de potência infinita. As cargas foram representadas por um modelo de admitância constante. O valor dos parâmetros dos modelos dos geradores e sistemas de regulação, os dados da rede e a descrição dos cenários são apresentados no Anexo C.

Este sistema, sem produção eólica, apresenta modos de oscilação pouco amortecidos, pelo que a acção de PSS instalados nos geradores síncronos, devidamente ajustados, é indispensável para assegurar de níveis satisfatórios de amortecimento. Com a ligação de produção eólica as condições de operação do sistema sofrem diversas modificações que podem, em alguns casos, contribuir para a diminuição do amortecimento. Uma dessas situações corresponde, por exemplo, à saída de serviço de geradores síncronos equipados com PSS para acomodar a nova produção. Será então necessário identificar estratégias que reponham o amortecimento nos níveis desejados, por exemplo reajustando os PSS instalados nos geradores síncronos ou dimensionando PSS a instalar em aerogeradores do tipo DFIG.

Qualquer que seja a estratégia a adoptar para melhorar o amortecimento dos modos de oscilação electromecânicos, será naturalmente importante efectuar uma avaliação do custo e benefício de cada alternativa antes de optar pela implementação de uma determinada solução ou mesmo pela manutenção da solução inicial.

6.3 DIMENSIONAMENTO DOS PSS

O objectivo do dimensionamento de PSS a instalar em qualquer sistema será naturalmente o de assegurar um amortecimento satisfatório para todas as condições de operação a que esse sistema pode ser sujeito. Essa tarefa é no entanto complexa, e por isso é desejável começar por analisar pormenorizadamente um cenário de operação, ou então um número muito reduzido de cenários, correspondentes as situações de

exploração típicas. Desta forma pode conseguir-se um conhecimento aprofundado do funcionamento do sistema que será útil para o dimensionamento dos PSS.

Para o sistema de teste começou-se por analisar o ajuste simultâneo de vários PSS para amortecerem vários modos de oscilação, nesta fase considerando apenas duas situações de exploração (uma sem produção eólica e outra com produção eólica). Para estes dois cenários são avaliadas quatro estratégias para melhorar o amortecimento. Um estudo simplificado destes casos é também apresentado em [61].

6.3.1 Sem Produção Eólica

Os modos de oscilação electromecânicos para este sistema, sem produção eólica, são apresentados na Tabela 6.1. Sem produção eólica existem quatro modos de oscilação electromecânicos: dois modos intra-área com amortecimento de aproximadamente 9% e dois modos inter-área com amortecimento inferior a 5%.

Como se pode verificar através dos *mode shape* apresentados na Figura 6.2, o modo 1 caracteriza-se por oscilações do gerador 1 contra o gerador 2, enquanto o modo 2 caracteriza-se por oscilações do gerador 3 contra o gerador 4. O modo 3 caracteriza-se por oscilações de todos os geradores contra o equivalente de rede, enquanto o modo 4 se caracteriza por oscilações dos geradores localizados na área 1 contra os geradores localizados na área 2. Globalmente os níveis de amortecimento são muito reduzidos e por isso a instalação de PSS é necessária.

Tabela 6.1 – Modos de oscilação electromecânicos sem produção eólica

Caso	No.	Real	Imag.	ζ (%)	f (Hz)	Ger.
Sem PSS	1	-0.7704	8.7059	8.81	1.39	2
	2	-0.7518	8.6602	8.65	1.38	4
	3	-0.2556	5.5910	4.57	0.89	1
	4	-0.1761	5.1680	3.41	0.82	3
Com PSS-A	1	-1.3818	9.0456	15.10	1.44	1
	2	-1.5376	9.0671	16.72	1.44	3
	3	-0.8485	5.5622	15.08	0.89	1
	4	-0.7709	5.0703	15.03	0.81	3

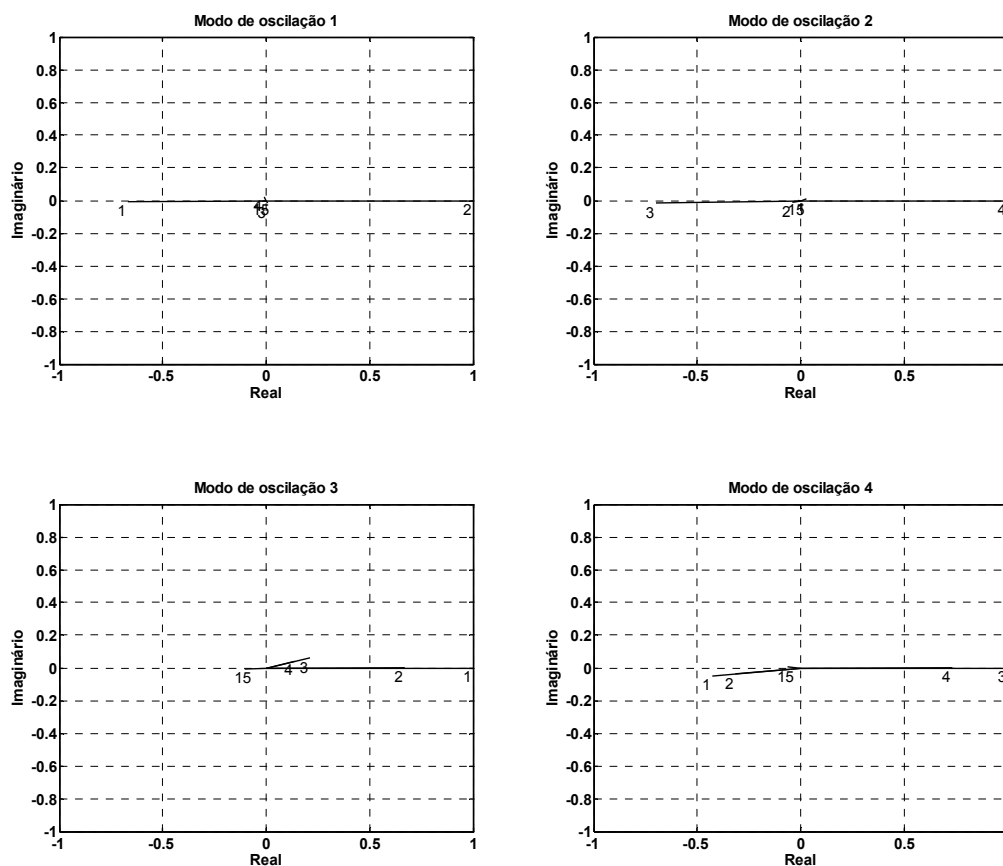


Figura 6.2 – *Mode shape* dos modos de oscilação electromecânicos.

A) Ajuste de PSS a instalar nos geradores síncronos

Foram então ajustados PSS clássicos, sensíveis ao desvio de velocidade, para instalar nos geradores síncronos. Os PSS foram ajustados seguindo a metodologia proposta no Capítulo 5, para que o amortecimento mínimo aumentasse para 15% e a máxima variação de frequência não excedesse 5%.

Os geradores síncronos candidatos para instalação de um PSS foram seleccionados com base nos factores de participação apresentados na Figura 6.3.

Começando a análise pelo modo 4, que é o pior amortecido, pode concluir-se que um PSS instalado no gerador 3 será o mais eficaz para aumentar o amortecimento. Terá no entanto pouca capacidade para melhorar o amortecimento do modo 3, pelo que deverá também ser seleccionado o gerador 1. As participações do gerador 3 no modo 2 e do gerador 1 no modo 1 são significativas, pelo que se entendeu desnecessário

seleccionar mais geradores candidatos à instalação de PSS. Admitiu-se então a instalação de estabilizadores apenas nos geradores 1 e 3.

Os valores calculados para os parâmetros dos PSS são apresentados na Tabela 6.2 enquanto a melhoria dos níveis de amortecimento pode ser observada na Tabela 6.1.

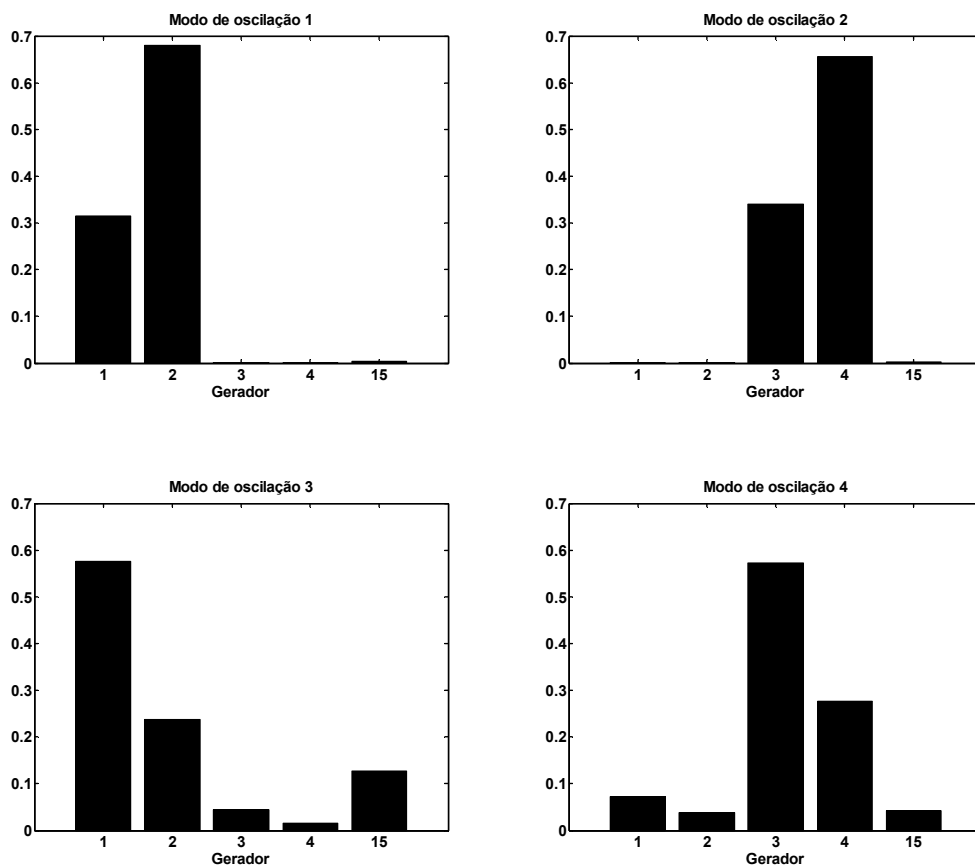


Figura 6.3 – Factores de participação dos modos de oscilação electromecânicos.

Tabela 6.2 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia A)

Ger.	K	N	T	α
1	1.25	2	1.01	30
3	1.53	2	0.95	30

6.3.2 Com Produção Eólica

A produção eólica foi ligada nos barramentos 7 e 9, sendo cada gerador equivalente ligado à rede através de um transformador e uma linha, conforme ilustrado

na Figura 6.1. O gerador 1 foi desligado para acomodar parte da nova produção, enquanto a restante produção eólica é absorvida pelo barramento de potência infinita.

A integração de produção eólica (quociente entre produção eólica e geração total) na área 1 é de 50% enquanto na área 2 é de 40%. Globalmente, a integração de produção eólica no novo cenário de operação é de aproximadamente 44%. Os modos de oscilação electromecânicos para esta nova situação são apresentados na Tabela 6.3.

O sistema exhibe agora três modos de oscilação electromecânicos. Como se pode verificar analisando os *mode shape* apresentados na Figura 6.4, o modo 1 é caracterizado por oscilações do gerador 3 contra o gerador 4 e é bem amortecido. O modo 2, pouco amortecido, caracteriza-se por oscilações do gerador 2 contra o barramento de potência infinita e resulta da modificação do modo inter-área da área 1. Note-se que foi perdido o amortecimento suplementar anteriormente fornecido pelo PSS instalado no gerador 1, porque este gerador agora se encontra fora de serviço. O modo 3 apresenta um amortecimento razoável mas inferior aos 15% pretendidos. A contribuição do PSS instalado no gerador 3 continua presente, mas o amortecimento diminuiu devido ao maior fluxo de potência através das linhas de interligação.

Em geral, se os controladores PI forem ajustados correctamente o aerogerador do tipo DFIG não deve participar nos modos electromecânicos. Pode assim concluir-se que a redução do amortecimento não é directamente originada pelas características da tecnologia DFIG, mas antes se deve às novas condições de operação que favorecem o aparecimento de modos pouco amortecidos.

Tabela 6.3 – Modos de oscilação electromecânicos com produção eólica

Caso	No.	Real	Imag.	ζ (%)	f (Hz)	Ger.
Sem PSS	1	-0.7376	8.6175	8.53	1.37	4
	2	-0.4672	7.1748	6.50	1.14	2
	3	-0.0978	4.4414	2.20	0.71	3
Com PSS-A	1	-1.5524	9.0519	16.90	1.44	3
	2	-0.4678	7.1637	6.52	1.14	2
	3	-0.4844	4.2538	11.31	0.68	3

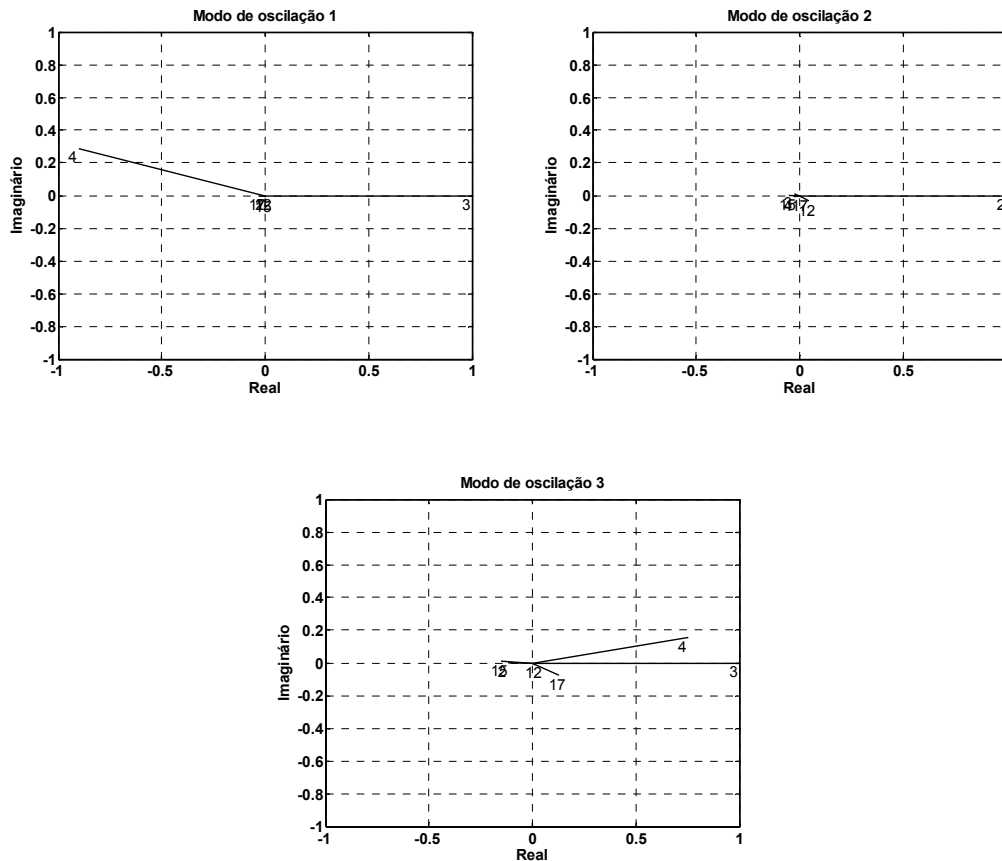


Figura 6.4 – *Mode shape* dos modos de oscilação electromecânicos.

O sistema apresenta, para este cenário, um modo de oscilação pouco amortecido e por isso deve ser considerada alguma medida para aumentar o amortecimento.

Os novos modos de oscilação introduzidos pelo aerogerador do tipo DFIG estão associados ao gerador de indução e aos controladores do conversor, e são bem amortecidos. Confirma-se também que os aerogeradores do tipo DFIG não participam nos modos de oscilação electromecânicos.

A contribuição de cada gerador num modo pode ser avaliada através dos factores de participação apresentados na Figura 6.5. Pode então confirmar-se que os geradores 12 e 17 não participam nos modos electromecânicos.

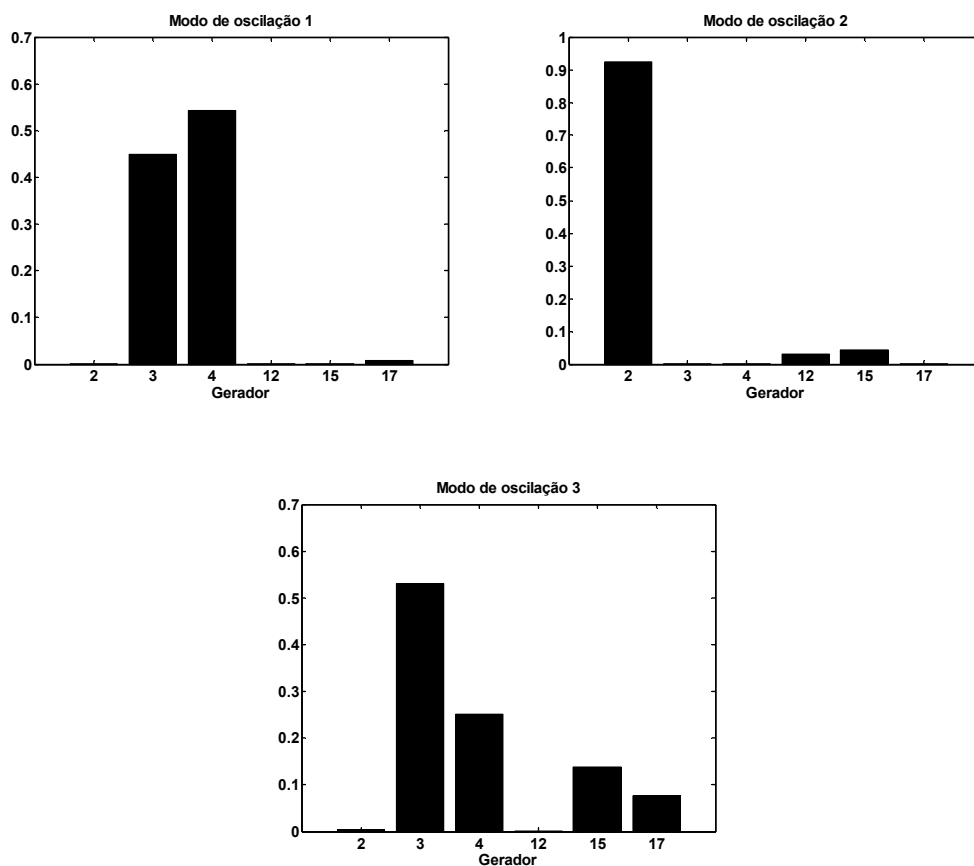


Figura 6.5 – Factores de participação dos modos de oscilação electromecânicos.

B) Reajuste de PSS instalados em geradores síncronos

Como foi enunciado no Capítulo 5, a solução mais simples para aumentar o amortecimento é o reajuste de PSS instalados em geradores síncronos, para que estes melhor se adequem às novas condições de operação originadas pela ligação da produção eólica, sem prejudicar o seu desempenho para os cenários iniciais.

No actual exemplo, após a ligação da produção eólica, permanece em serviço apenas um gerador síncrono equipado com PSS, o gerador 3. Através dos factores de participação apresentados na Figura 6.5 verifica-se que este gerador participa nos modos 1 e 3. É por isso possível utilizar este PSS para aumentar o amortecimento dos modos referidos. Por outro lado, não será possível melhorar o amortecimento do modo 2.

Reajustando os parâmetros do PSS instalado no gerador 3 obtiveram-se os novos modos de oscilação apresentados na Tabela 6.4. Como seria de esperar o reajuste do PSS permite obter um amortecimento satisfatório para o modo 3 em ambos os cenários de operação considerados. Confirma-se também que esta solução não permite melhorar o amortecimento do modo 2 com produção eólica, que é a situação mais preocupante. Os novos valores dos parâmetros dos PSS são referidos na Tabela 6.5.

Tabela 6.4 – Modos de oscilação electromecânicos (Estratégia B)

Caso	No.	Real	Imag.	ζ (%)	f (Hz)	Ger.
Sem eólica	1	-1.3818	9.0456	15.10	1.44	1
	2	-1.9946	9.0678	21.48	1.44	3
	3	-0.8663	5.5532	15.41	0.88	1
	4	-0.9670	5.1420	18.48	0.82	3
Com eólica	1	-1.9982	9.0404	21.58	1.44	3
	2	-0.4677	7.1638	6.52	1.14	2
	3	-0.6493	4.2756	15.01	0.68	3

Tabela 6.5 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia B)

Ger.	K	N	T	α
1	1.25	2	1.01	30.02
3	4.60	2	0.61	29.93

C) Ajuste de novos PSS a instalar em GS e reajuste de PSS instalados em GS

Concluiu-se já que o modo com menor amortecimento está associado ao gerador 2. Assim, uma das formas mais evidentes de aumentar o amortecimento desse modo é instalar um PSS no gerador 2. Esta solução permite muito facilmente aumentar o amortecimento do modo menos amortecido. O amortecimento do modo 3 foi melhorado reajustando o PSS instalado no gerador 3, tal como foi considerado na estratégia B.

Os novos modos de oscilação são apresentados na Tabela 6.6 e os novos valores dos parâmetros dos PSS na Tabela 6.7. Deve ter-se em atenção o facto de os geradores 2 e 3 se encontrarem em funcionamento nos cenários com e sem produção eólica e por isso deve ter-se a preocupação de garantir que a solução de ajuste encontrada conduz a

resultados satisfatórios em ambas as situações. O ajuste simultâneo de ambos os PSS para os cenários de operação referidos garante esse grau de robustez.

Tabela 6.6 – Modos de oscilação electromecânicos (Estratégia C)

Caso	No.	Real	Imag.	ζ (%)	f (Hz)	Ger.
Sem eólica	1	-1.7134	9.4854	17.78	1.51	2
	2	-1.9425	9.0573	20.97	1.44	3
	3	-0.9993	5.4887	17.91	0.87	1
	4	-0.9601	5.1557	18.31	0.82	3
Com eólica	1	-1.9479	9.0339	21.08	1.44	3
	2	-1.0934	7.3155	14.78	1.16	2
	3	-0.6590	4.3080	15.12	0.69	3

Tabela 6.7 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia C)

Ger.	K	N	T	α
1	1.25	2	1.01	30.02
2	1.69	2	0.56	30.00
3	5.40	2	0.56	29.85

D) Ajuste de PSS a instalar em DFIG

Se os PSS instalados nos geradores síncronos não contribuírem eficazmente para melhorar o amortecimento e não for possível equipar outros geradores síncronos com PSS, pode ser interessante instalar PSS nos aerogeradores do tipo DFIG.

Como foi já referido, estes dispositivos são eficazes desde que a observabilidade e controlabilidade para os sinais de controlo seleccionados seja adequada. Neste caso de estudo adoptou-se a tensão terminal como sinal de entrada. Uma medida rápida da eficácia de um PSS amortecer um modo pode ser obtida com os resíduos, que são o produto dos factores de observabilidade e controlabilidade. A Figura 6.6 apresenta os resíduos da função de transferência associada ao PSS adoptado (entrada v_{qr} e saída V_t). O resíduo é apresentado para os modos electromecânicos e geradores 12 e 17.

Os resíduos mostram que um PSS instalado no gerador 12 pode ser utilizado para amortecer apenas o modo 2. Da mesma forma, o gerador 17 é eficaz apenas para

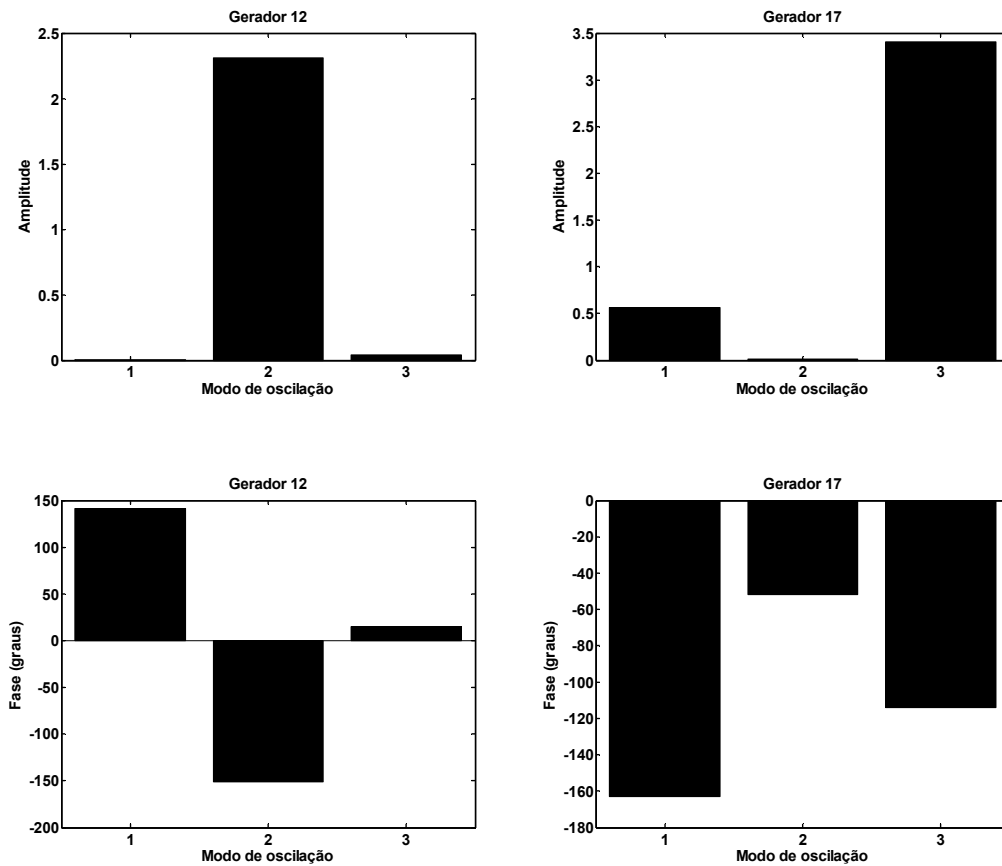


Figura 6.6 – Resíduos dos geradores 12 e 17 para os modos de oscilação electromecânicos, função de transferência V_t/v_{qr} .

amortecer o modo 3. O ângulo dos resíduos de interesse está próximo de -180 graus e por isso a compensação de fase necessária é pequena.

Os PSS clássicos sensíveis à tensão foram então ajustados simultaneamente para ambas as máquinas DFIG. Os valores obtidos para os parâmetros dos PSS são apresentados na Tabela 6.9. Como se pode verificar na Tabela 6.8 os PSS aumentam o amortecimento para 15% com sucesso. Note-se que, de acordo com o critério adoptado, este é um dos objectivos do ajuste dos estabilizadores. Verifica-se também que a compensação de fase é adequada e a variação da frequência pequena.

Estes resultados mostram assim que, quando ajustados adequadamente, os PSS instalados em aerogeradores do tipo DFIG podem contribuir eficazmente para aumentar o amortecimento dos modos de oscilação electromecânicos.

Tabela 6.8 – Modos de oscilação electromecânicos (Estratégia D)

Caso	No.	Real	Imag.	ζ (%)	f (Hz)	Ger.
Com PSS-D	1	-1.5676	9.0642	17.04	1.44	3
	2	-1.0797	7.1084	15.02	1.13	2
	3	-0.6274	4.1350	15.00	0.66	3

Tabela 6.9 – Valor dos parâmetros dos PSS(Estratégia D)

Ger.	K	N	T	α
1	1.25	2	1.01	30
3	1.53	2	0.95	30
12	0.15	0	-	-
17	0.07	2	0.10	0.57

O mapa de pólos da Figura 6.7 resume a análise de quatro situações. Inicialmente, sem PSS e sem produção eólica, o sistema apresenta dois modos de oscilação pouco amortecidos. Com a instalação de PSS em dois geradores síncronos o amortecimento de todos os modos aumenta para valores superiores a 15%.

Após a ligação da produção eólica o amortecimento dos modos inter-área diminui, especialmente no caso no modo 2. Com a instalação de PSS nos aerogeradores do tipo DFIG o nível de amortecimento é reposto nos 15%.

Os procedimentos a adoptar no caso de parques eólicos equipados aerogeradores de indução convencionais para ajuste de PSS a instalar em dispositivos do tipo FACTS eventualmente afectos a este tipo de parques será semelhante.

Em seguida apresentam-se as simulações no domínio do tempo, realizadas utilizando modelos não lineares, para validar a solução de ajuste encontrada através de análise modal. A perturbação simulada consiste num curto-circuito no barramento 6 com duração de 100 ms. A Figura 6.8 mostra, para três casos, a potência eléctrica dos geradores síncronos 2 e 3, verificando-se então que antes da ligação da produção eólica o sistema exibia um comportamento satisfatório devido à acção dos PSS instalados nos geradores síncronos. Após a ligação da produção eólica o amortecimento das oscilações

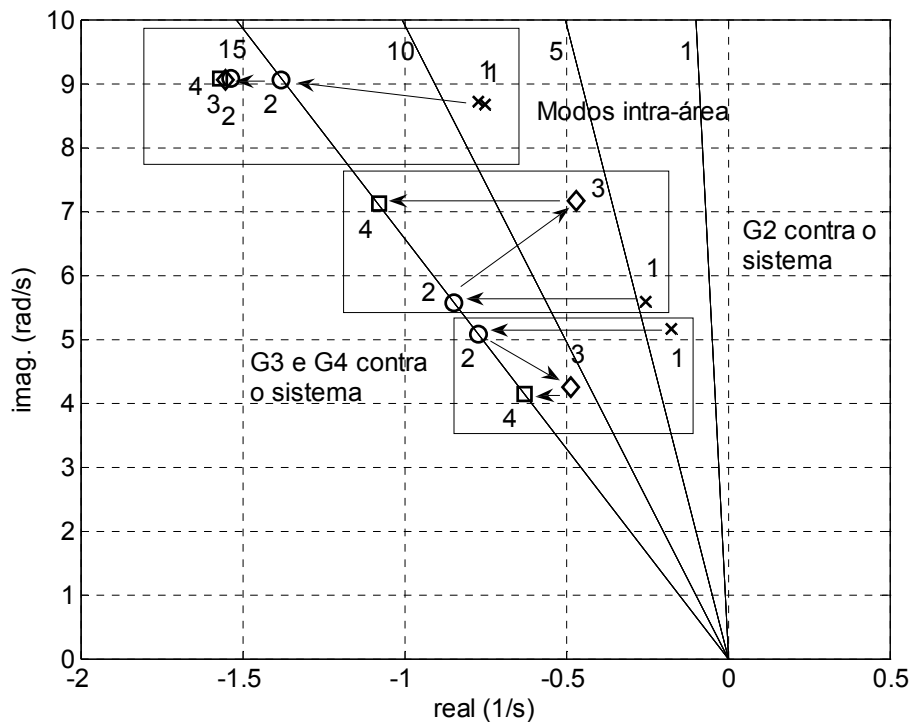


Figura 6.7 – Mapa de pólos sem e com PSS instalados nos GS. Sem produção eólica.

diminui significativamente. A instalação dos PSS dimensionados nos aerogeradores do tipo DFIG repõe o amortecimento em níveis satisfatórios.

A Figura 6.9 mostra a variação da potência eléctrica para aerogeradores 12 e 17 após a perturbação simulada. Embora a acção dos PSS conduza a uma maior amplitude das oscilações da potência eléctrica, o comportamento dinâmico dos geradores do tipo DFIG é satisfatório. Este aumento das oscilações de potência activa encontra-se directamente relacionado com a compensação das oscilações electromecânicas assegurada pelos DFIG. Na Figura 6.9 pode observar-se também a tensão terminal e a potência reactiva para o aerogerador 12, verificando-se neste caso alguma diminuição da amplitude e uma melhoria do tempo de estabilização das oscilações.

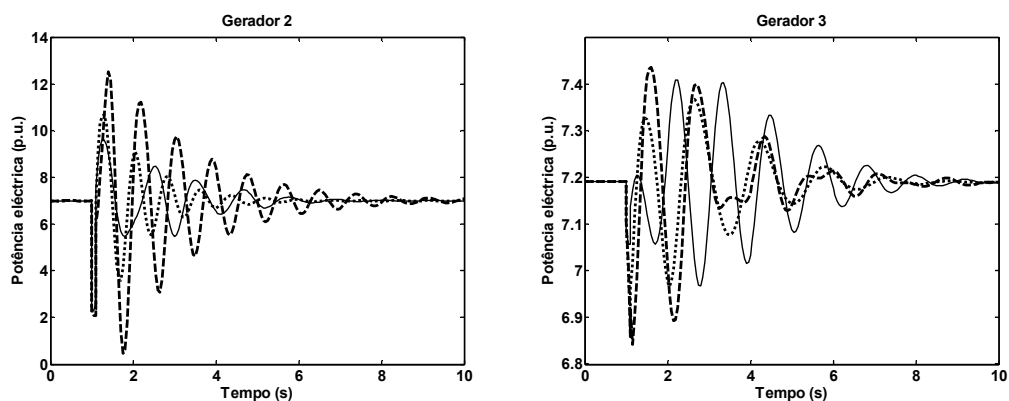


Figura 6.8 – Resultados da simulação dos geradores síncronos: sem produção eólica (-), sem PSS instalados nas máquinas DFIG (--) e com PSS instalados nas máquinas DFIG (---).

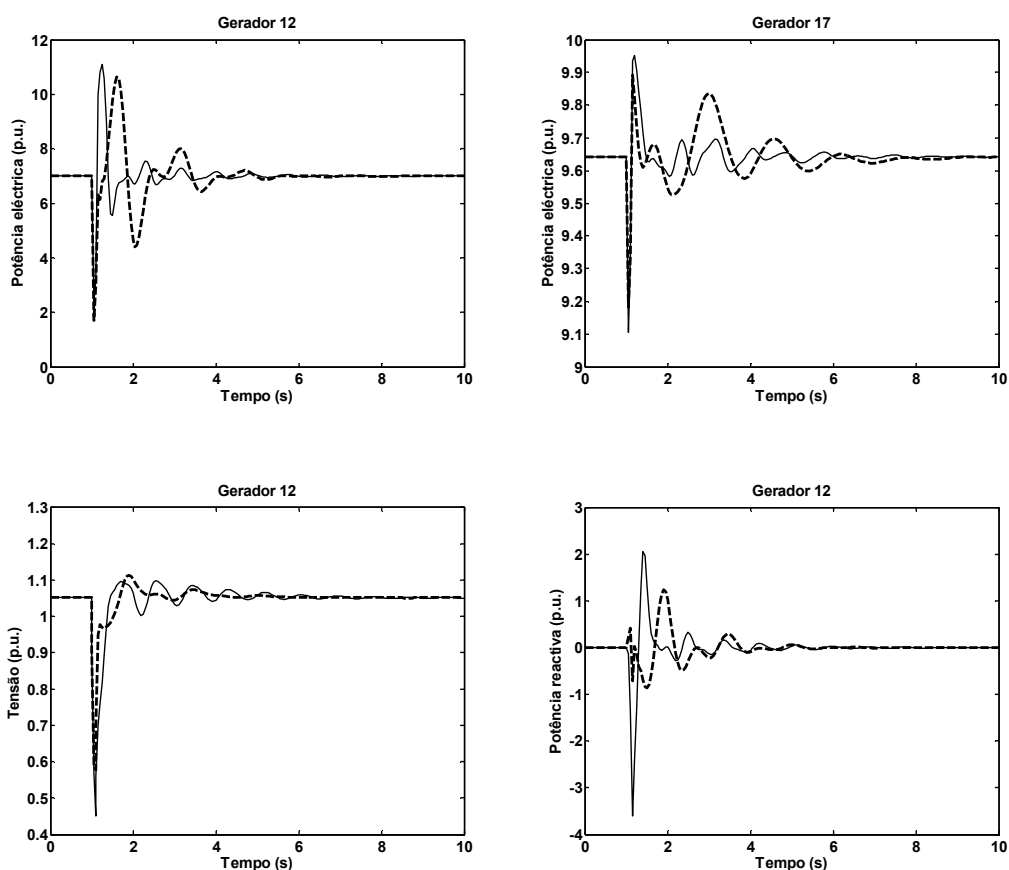


Figura 6.9 – Resultados da simulação dos aerogeradores do tipo DFIG: sem PSS instalados nas máquinas DFIG (-) e com PSS instalados nas máquinas DFIG (--).

6.4 SELECÇÃO DE UMA ESTRATÉGIA

Constata-se da análise efectuada ao caso apresentado que podem existir várias soluções disponíveis para aumentar o amortecimento dos modos de oscilação de um sistema. A preferência por uma solução depende de vários factores, sendo por isso importante identificar todas as hipóteses. A Tabela 6.10 resume as soluções analisadas.

Note-se que seria também possível adoptar uma estratégia combinando o reajuste do PSS instalado no gerador síncrono 3, que permite amortecer o modo 3, e o dimensionamento de um novo PSS a instalar no aerogerador ligado no barramento 12, que permite melhorar o amortecimento do modo 2.

É de salientar que nenhuma das soluções agora obtidas pode ser considerada uma solução robusta, não sendo por isso possível garantir que o amortecimento satisfatório obtido nas situações estudadas se mantenha para todas as situações de operação a que a rede pode estar sujeita. Este assunto é analisado na secção seguinte.

Tabela 6.10 – Estratégias para aumentar o amortecimento dos modos electromecânicos

Estratégia	Descrição	Comentário
A	Ajuste de PSS a instalar nos geradores síncronos.	Permite aumentar o amortecimento para os níveis especificados no cenário sem produção eólica ligada.
B	Reajuste de PSS instalados em geradores síncronos.	Permite repor os níveis de amortecimento de um dos modos mas não tem qualquer efeito sobre o modo menos amortecido.
C	Ajuste de novos PSS a instalar em geradores síncronos e reajuste de PSS instalados em geradores síncronos.	Permite atingir o nível de amortecimento especificado para ambos os modos.
D	Ajuste de PSS a instalar em aerogeradores tipo DFIG.	Permite atingir o nível de amortecimento especificado para ambos os modos. <u>É portanto uma alternativa válida à estratégia C).</u>

6.5 DIMENSIONAMENTO ROBUSTO DOS PSS

Até aqui efectuou-se o estudo do sistema de teste considerando apenas duas situações: um cenário de operação base e um cenário com produção eólica. Uma situação real será mais complexa, uma vez que o PSS estará sujeito à variação

significativa das condições de operação do sistema, o que dificulta o ajuste dos seus parâmetros.

A metodologia adoptada para avaliar este problema consistiu inicialmente em construir um conjunto de cenários representativos das condições de operação mais desfavoráveis a que o sistema pode ser sujeito. Posteriormente procedeu-se à identificação dos cenários mais desfavoráveis para o dimensionamento dos PSS e efectuou-se o ajuste dos parâmetros para esse conjunto mais reduzido de cenários.

6.5.1 Geração dos Cenários a Estudar

Para a construção dos cenários a estudar considerou-se um cenário base e admitiu-se a variação de diversos factores: a) nível de carga, b) configuração da rede, c) escalonamento e despacho das centrais convencionais e dos parques eólicos e d) níveis de velocidade de vento a que correspondem diferentes níveis de produção eólica. A gama de valores considerada para cada um destes factores é descrita no Anexo C.

Os cenários a estudar resultam assim da combinação dos limites da gama de valores considerada e de alguns valores intermédios. Procurou-se desta forma gerar as situações extremas que podem ser mais desfavoráveis para o PSS. Em alternativa os cenários podem ser gerados com um método de Monte Carlo estruturado [62].

Os cenários que implicam condições de exploração inviáveis, como por exemplo fluxos de potência excessivos através das linhas de interligação foram eliminados, obtendo-se assim um conjunto de 1300 possíveis cenários de operação.

A combinação de todas as situações possíveis para os quatro factores mencionados gera um elevado número de cenários de operação, que pode facilmente atingir várias centenas, e tornar o ajuste dos PSS numa tarefa impraticável. Assim, impõe-se a necessidade de uma identificação criteriosa das situações de exploração mais relevantes, de forma a reduzir os cenários a analisar para um número mais razoável.

6.5.2 Identificação dos Cenários mais Desfavoráveis

Na selecção dos cenários mais relevantes pode tirar-se partido do conhecimento da rede e dos factores que habitualmente conduzem ao aparecimento de modos de

oscilação pouco amortecidos, como por exemplo fluxos de potência elevados através de linhas electricamente fracas. Ajustando os PSS para os cenários identificados desta forma, e validando o resultado para os restantes cenários, deverá ser possível encontrar uma solução que conduza a resultados satisfatórios para a generalidade das situações de operação consideradas. Trata-se no entanto de uma abordagem do tipo tentativa e erro que poderá ser bastante fastidiosa quando o número de cenários a analisar é elevado.

Para acelerar o processo de identificação dos cenários mais desfavoráveis para o ajuste dos PSS, propõe-se a utilização da heurística descrita na Figura 6.10 e que procura sistematizar o processo de selecção referido atrás, através de um algoritmo automático e iterativo. O algoritmo proposto consiste na execução das seguintes etapas:

1. Começar por inicializar o algoritmo, considerando dois conjuntos de cenários. O conjunto A, que inclui todos os cenários considerados para o estudo, e o conjunto B, que inicialmente se encontra vazio e deverá conter os cenários mais desfavoráveis para o ajuste dos PSS. Avaliar em seguida todos os cenários de operação calculando o valor da função objectivo correspondente ao método de ajuste utilizado (ver Secção 5.4).
2. Identificar o cenário com pior valor da função objectivo (por exemplo, no caso de um método de minimização deverá escolher-se o cenário com o valor da função objectivo mais elevado).
3. Caso o cenário não pertença ao conjunto B, então incluir o cenário no conjunto e prosseguir a execução do algoritmo. No caso contrário, se o cenário identificado já pertencer ao conjunto B, então a solução foi encontrada e a execução do algoritmo deve terminar.
4. Determinar uma solução robusta ajustando simultaneamente os PSS para os cenários de operação pertencentes ao conjunto B.
5. Calcular para todos os cenários o valor da função objectivo correspondente ao valor dos parâmetros calculados na etapa anterior.
6. Caso o pior valor da função objectivo seja melhor que um valor limite, previamente especificado, então a solução foi encontrada e a execução do algoritmo deve terminar. Caso contrário é verificado o número de iterações.

7. Caso o número de iterações exceda o valor máximo especificado, então a execução do algoritmo deve terminar. Caso contrário voltar ao ponto 2.

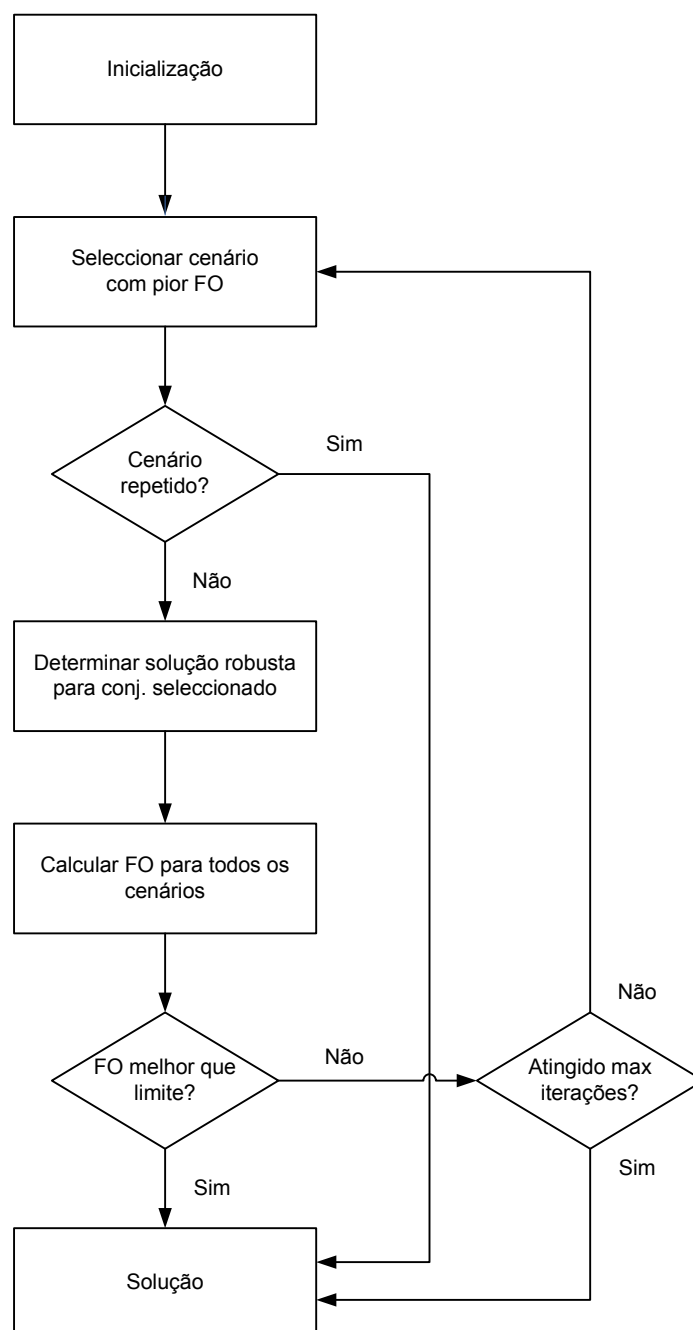


Figura 6.10 – Fluxograma da heurística utilizada para selecção dos cenários.

Como resultados deste algoritmo obtém-se uma solução de ajuste dos PSS que é robusta para os cenários de operação pertencentes ao conjunto B. As características da solução dependem no entanto do critério que conduziu à paragem do algoritmo. Se terminar nas etapas 3 ou 6, então a os cenários em A terão FO melhor ou igual ao pior valor encontrado em B. Caso termine na etapa 7, porque foi atingido o número máximo de iterações, isso não é garantido, embora a solução encontrada possa ainda assim apresentar resultados razoavelmente satisfatórios.

Este algoritmo é conveniente para reduzir o número de cenários a estudar em detalhe sem ignorar todas as possíveis condições de operação do sistema. Pretende-se com este algoritmo reduzir um grande conjunto de cenários de operação possíveis a um muito mais reduzido conjunto de cenários de operação mais desfavoráveis. O benefício da sua utilização será tanto maior quanto maior for o conjunto de cenários considerados.

Note-se que, caso o objectivo do ajuste dos estabilizadores seja exclusivamente aumentar o amortecimento dos modos de oscilação electromecânicos, a selecção dos cenários pode ser realizada apenas com base no valor do menor amortecimento, em vez do valor da função objectivo, referido no algoritmo descrito para contemplar situações mais complexas. Refere-se a selecção com base no melhor e pior valor (em vez de menor e maior) para contemplar problemas de minimização e maximização.

6.5.3 Sem Produção Eólica

Cada cenário estudado correspondente ao funcionamento do sistema sem produção eólica apresenta quatro modos de oscilação electromecânicos. Os modos podem ser observados no mapa de pólos da Figura 6.11.

Os dois modos melhor amortecidos correspondem a modos intra-área enquanto os dois modos menos amortecidos correspondem a modos inter-área. Um modo inter-área corresponde a oscilações dos geradores localizados na área 1 contra os geradores da área 2, outro corresponde a oscilações dos geradores síncronos contra o equivalente de rede representado como um barramento de potência infinita. Todos os modos de oscilação podem ser melhorados com a instalação de PSS devidamente ajustados.

E) Ajuste de PSS a instalar nos geradores síncronos

O ajuste dos PSS para os geradores síncronos foi já bem descrito em exemplos anteriores. Neste caso de estudo foram ajustados PSS sensíveis ao desvio de velocidade para instalar nos geradores síncronos 1 e 3. Os requisitos do ajuste são semelhantes aos referidos na secção anterior, juntando agora, naturalmente, a necessidade de a solução a encontrar ser adequada não apenas para um cenário de operação, mas para toda a gama de situações de exploração consideradas viáveis.

Os cenários considerados no ajuste dos PSS foram seleccionados com o algoritmo descrito atrás. Esses cenários são caracterizados na Tabela 6.11, onde se apresenta a carga total do sistema, a produção dos geradores 2 e 3, o fluxo de potência activa nas linhas de interligação e a descrição da configuração do sistema. A configuração é caracterizada mencionando a linha que se encontra fora de serviço. Embora o sistema seja de dimensão reduzida, cada cenário de operação pode ser caracterizado por um número muito significativo de variáveis. Por limitações de espaço e facilidade de análise apresentam-se apenas valores das variáveis consideradas mais relevantes para o modo de oscilação electromecânico menos amortecido.

Na Tabela 6.11 são também apresentados os modos de oscilação menor amortecidos para cada cenário seleccionado, sem PSS e com PSS instalados em geradores síncronos ajustados segundo a estratégia agora definida (estratégia E). Os valores dos parâmetros dos PSS são apresentados na Tabela 6.12.

Como seria de esperar, os cenários seleccionados correspondem em geral às situações de contingência em que o fluxo de potência através de uma das linhas de interligação é elevado. Note-se que o primeiro cenário seleccionado apresenta, sem PSS, o menor amortecimento mas, com o PSS dimensionado, apresenta um amortecimento bastante elevado. Inversamente, os cenários que apresentam menor amortecimento após a instalação dos PSS são os que inicialmente apresentavam melhor amortecimento. Confirma-se assim que o amortecimento não deve ser o único critério utilizado na selecção dos cenários a considerar para o ajuste dos estabilizadores.

Na Figura 6.11 apresentam-se todos os modos de oscilação electromecânicos, para todos os cenários sem produção eólica. Pode então confirmar-se que o

Tabela 6.11 – Caracterização dos piores casos para o ajuste dos PSS (E)

Caracterização dos pontos de operação						
C	P _L	P _{G2}	P _{G3}	F ₇₋₈	F ₈₋₉	Config.
1	2917.5	700.0	719.1	410.1	591.6	8-9
2	1750.5	525.0	539.3	623.3	-42.2	8-9
3	1750.5	525.0	539.3	623.1	-42.2	7-8
4	2334.0	525.0	719.1	431.6	182.0	8-9
5	2334.0	525.0	719.1	431.4	181.0	7-8
Caracterização dos modos de oscilação						
Sem PSS				Com PSS-E		
C	ζ (%)	f (Hz)	Ger.	ζ (%)	f (Hz)	Ger.
1	2.14	0.71	3	17.60	0.72	3
2	2.56	0.71	3	14.76	0.71	3
3	2.72	0.75	1	14.98	0.75	1
4	2.38	0.68	3	17.21	0.69	3
5	2.71	0.76	1	15.53	0.76	1

Tabela 6.12 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia E)

Ger.	K	N	T	α
1	6.06	2	0.5155	27.23
3	7.72	2	0.4716	21.83

amortecimento aumenta para próximo do valor especificado com reduzida variação de frequência e concluir-se que o algoritmo proposto identificou correctamente os cenários de operação mais desfavoráveis para o ajuste dos PSS. Assim, encontrando uma solução robusta para os cenários caracterizados na Tabela 6.11 obteve-se uma solução satisfatória para todos os cenários sem produção eólica considerados admissíveis.

A validação do dimensionamento foi efectuada também através de simulações no domínio do tempo utilizando modelos não lineares. Em primeiro lugar aplicou-se um degrau, com amplitude 0.01 p.u., na referência do regulador de tensão dos geradores síncronos ligados nos barramentos 2 e 3. Os resultados obtidos para o cenário 5 descrito na Tabela 6.11 são apresentados na Figura 6.12. A melhoria do amortecimento das oscilações da potência eléctrica dos quatro geradores síncronos é claramente visível.

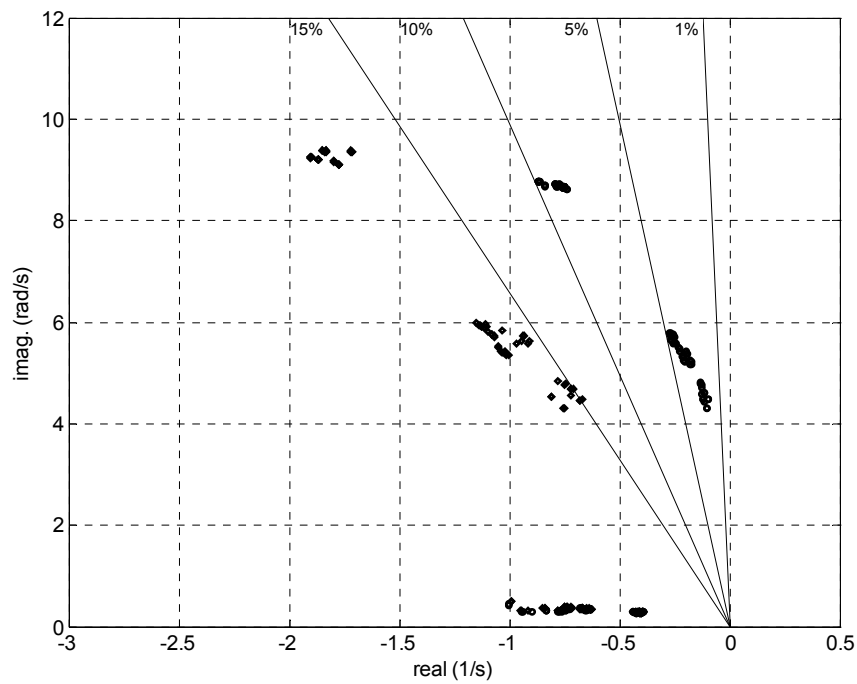


Figura 6.11 – Mapa de pólos sem produção eólica: sem PSS (x) e com PSS-E (o).

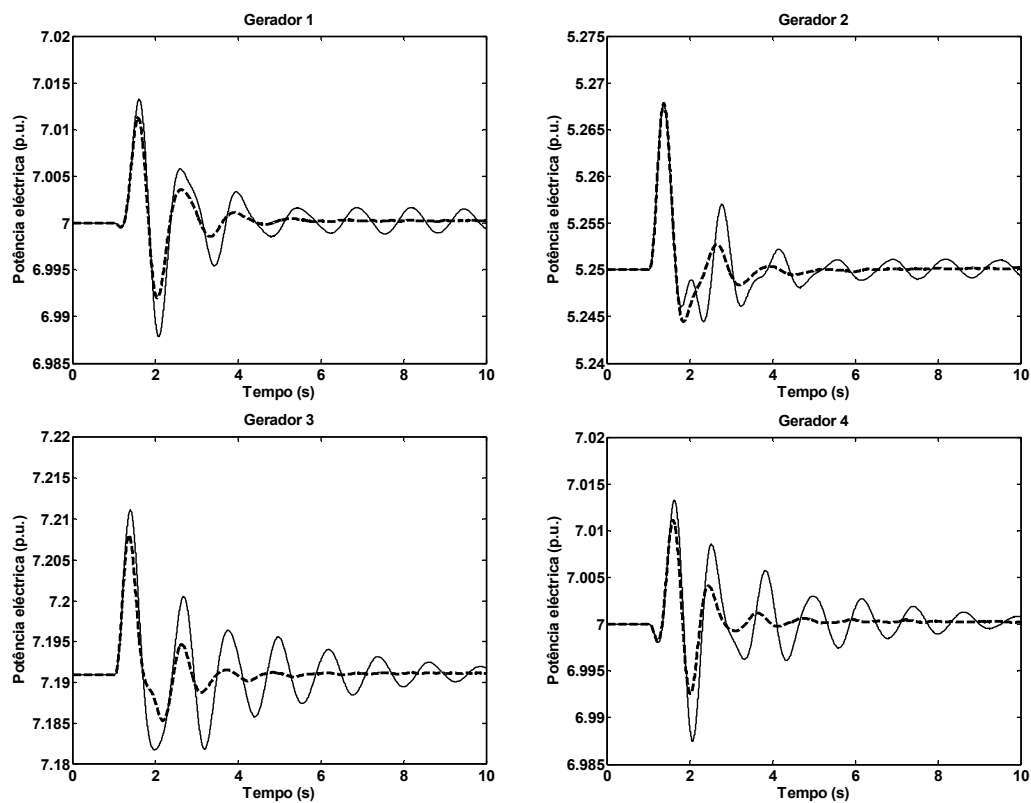


Figura 6.12 – Resultados da simulação de um degrau em V_{ref} sem PSS (-) e com PSS-E (--).

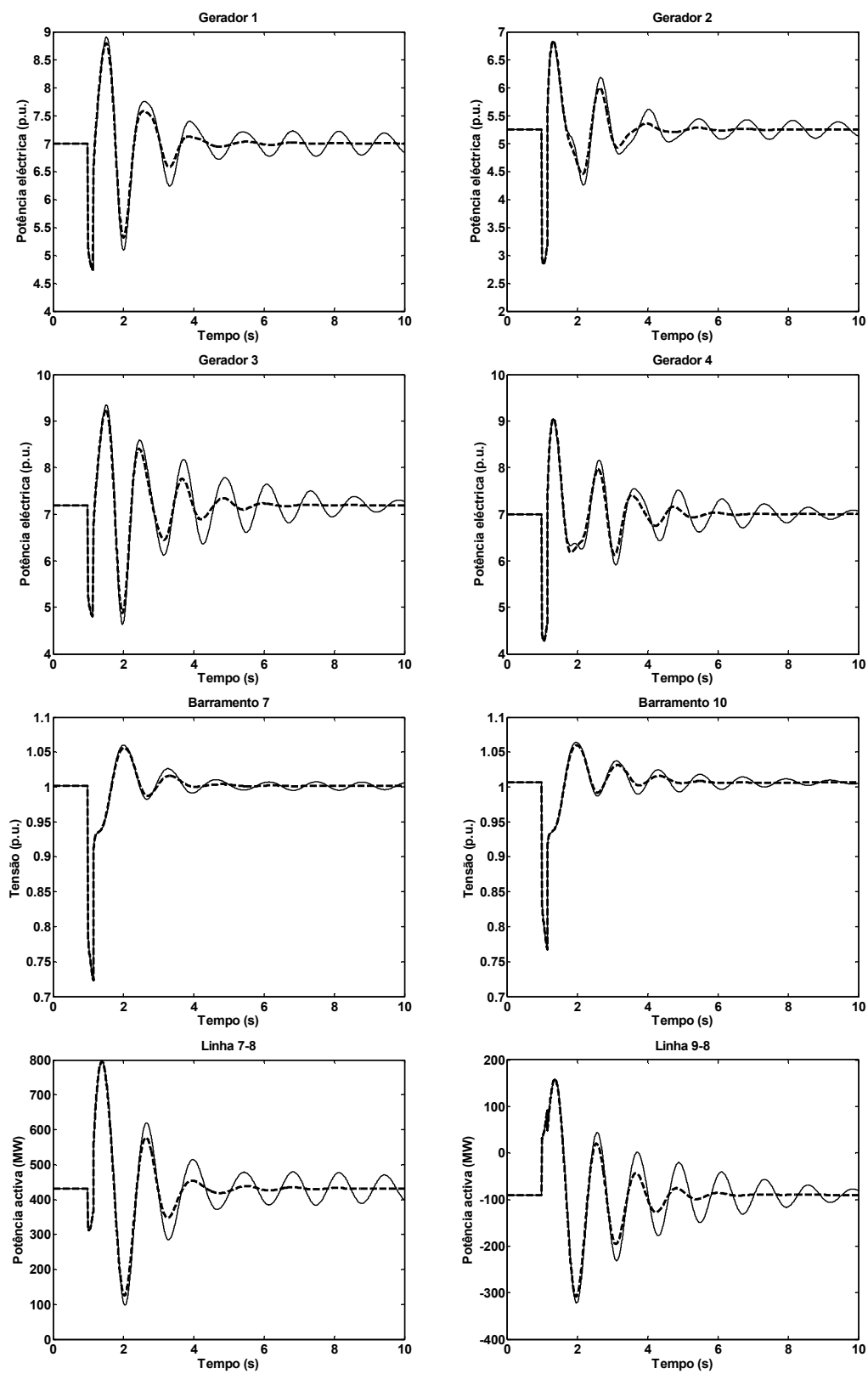


Figura 6.13 – Resultados da simulação de um curto-circuito sem PSS (-) e com PSS-E (--).

Foi também avaliada a resposta dos geradores a uma perturbação severa. A perturbação simulada consistiu num curto-circuito com duração de 150 ms no barramento 8. Os resultados são apresentados na Figura 6.13, podendo confirmar-se que o desempenho dos PSS é satisfatório também neste caso.

6.5.4 Com Produção eólica

A integração de produção eólica neste sistema aumenta significativamente a complexidade da análise devido à gama mais alargada de pontos de operação a que o sistema pode ser sujeito. Como foi já referido, a integração de produção eólica pode, por exemplo, originar modificações ao nível do despacho das centrais convencionais com implicações muito significativas no nível de amortecimento do sistema.

Para o sistema do exemplo em estudo, a máxima integração de produção eólica é de aproximadamente 53%. Neste cenário o nível de integração de produção eólica na área 1 é de aproximadamente 73% enquanto na área 2 é de 44%. A penetração de produção eólica pode ser muito elevada na área 1, mas é de salientar que tal corresponde a um número muito reduzido de cenários de operação.

Os cenários com produção eólica foram avaliados para duas situações: sem os PSS instalados nos geradores síncronos e com os PSS ajustados na secção anterior para instalar nos geradores síncronos 1 e 3. Os modos de oscilação para estas duas situações são apresentados nos mapas de pólos da Figura 6.14 e Figura 6.15.

Sem PSS, o amortecimento de todos os modos electromecânicos, em todos os cenários, é inferior a 10%. Com os PSS instalados nos geradores síncronos o amortecimento é globalmente mais elevado, embora alguns cenários exibam modos pouco amortecidos. Isto acontece por duas razões: os PSS instalados não se encontram ajustados para os cenários de operação com produção eólica e a um gerador equipado com PSS foi desligado para acomodar a nova produção. Em qualquer dos casos é necessário implementar medidas para repor os níveis de amortecimento.

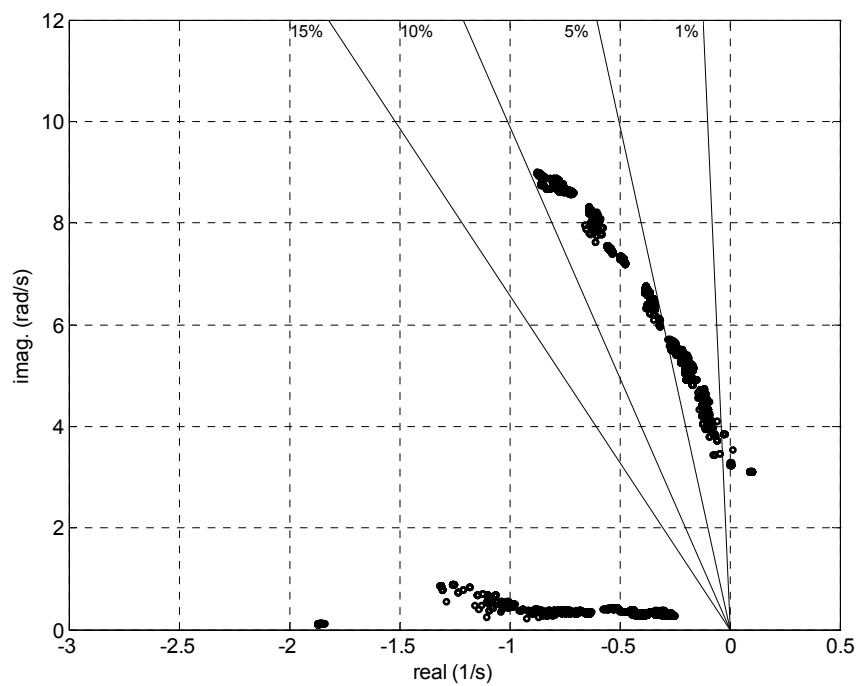


Figura 6.14 – Mapa de pólos com produção eólica sem PSS.

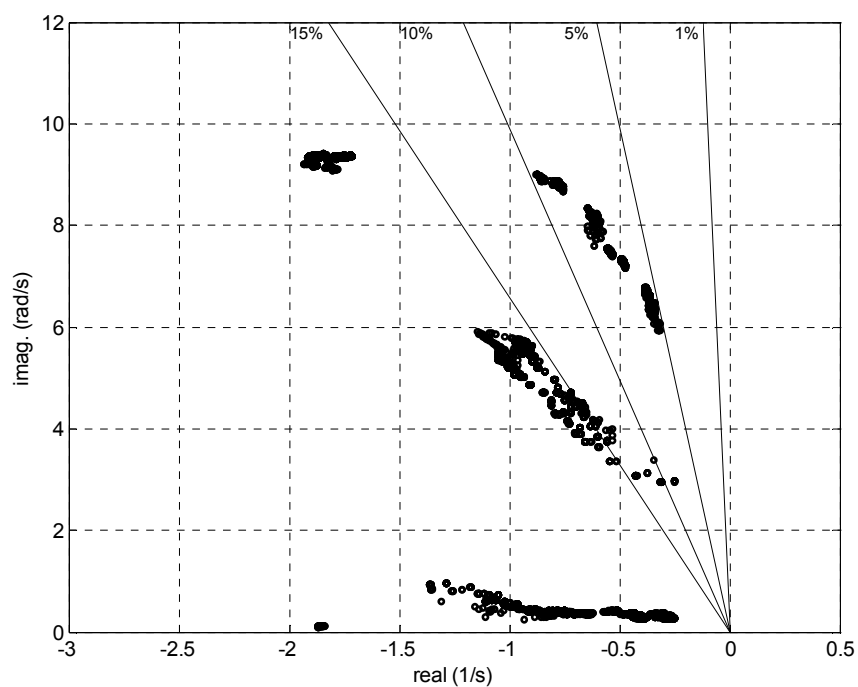


Figura 6.15 – Mapa de pólos com produção eólica com PSS-E.

F) Reajuste de PSS instalados em GS

Como se concluiu no caso da estratégia B, o reajuste de PSS instalados em geradores síncronos permite melhorar apenas o amortecimento do modo de oscilação associado ao gerador 3. Como o amortecimento deste modo é, em geral, satisfatório, o reajuste do PSS instalado nesse gerador não é muito interessante já que a melhoria a observar na resposta do sistema não será significativa. No entanto, a título de exemplo, apresentam-se nesta secção os resultados correspondentes a esta solução.

Os cenários considerados para o ajuste simultâneo dos parâmetros dos PSS foram mais uma vez seleccionados com o algoritmo proposto. Esses cenários são caracterizados na Tabela 6.13 através da carga total do sistema, a produção dos geradores 12 e 17, o fluxo de potência activa nas linhas de interligação e a descrição da configuração. Apresentam-se ainda os modos de oscilação associados ao gerador 3 menor amortecidos para cada cenário seleccionado, com os PSS-E ajustados na secção anterior e com os PSS-F ajustados segundo a estratégia definida neste exemplo. Na Tabela 6.14 apresentam-se os valores dos parâmetros correspondentes à estratégia F.

Tabela 6.13 – Caracterização dos piores casos para o ajuste dos PSS (Estratégia F)

Caracterização dos pontos de operação						
C	P _L	P _{G12}	P _{G17}	F ₇₋₈	F ₈₋₉	Config.
1	2334.0	510.5	964.2	92.2	-594.5	8-9
2	1750.5	700.3	0.0	647.3	-42.2	8-9
Caracterização dos modos de oscilação						
Com PSS-E				Com PSS-F		
C	ζ (%)	f (Hz)	Ger.	ζ (%)	f (Hz)	Ger.
1	8.31	0.47	3	14.99	0.48	3
2	14.71	0.72	3	14.99	1.59	3

Tabela 6.14 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia F)

Ger.	K	N	T	α
1	6.06	2	0.5155	27.28
3	13.74	2	0.3992	13.47

O cenário mais relevante para o ajuste do PSS foi o seleccionado em primeiro lugar e corresponde a uma situação de fluxo de potência elevado através da ligação entre os barramentos 8 e 9 quando uma das linhas se encontra fora de serviço. A integração de produção eólica é também muito elevada neste cenário.

Na Figura 6.16 apresentam-se todos os modos de oscilação electromecânicos, para todos os cenários construídos. Verifica-se então que os modos menos amortecidos praticamente não são modificados pelo PSS instalado no gerador 3, ocorrendo no entanto uma pequena melhoria nos níveis de amortecimento em outros modos de oscilação de menor frequência. Atendendo a que a melhoria do amortecimento global é muito pouco significativa, pode concluir-se que, para este caso, o reajuste dos PSS instalados nos geradores síncronos não é uma solução interessante.

Em seguida apresentam-se os resultados das simulações no domínio do tempo realizadas para o cenário 1 caracterizado na Tabela 6.13. Na Figura 6.17 pode observar-se a resposta dos geradores síncronos localizados na área 2 a um degrau, com amplitude 0.01 p.u., aplicado na referência do regulador de tensão do gerador síncrono ligado no

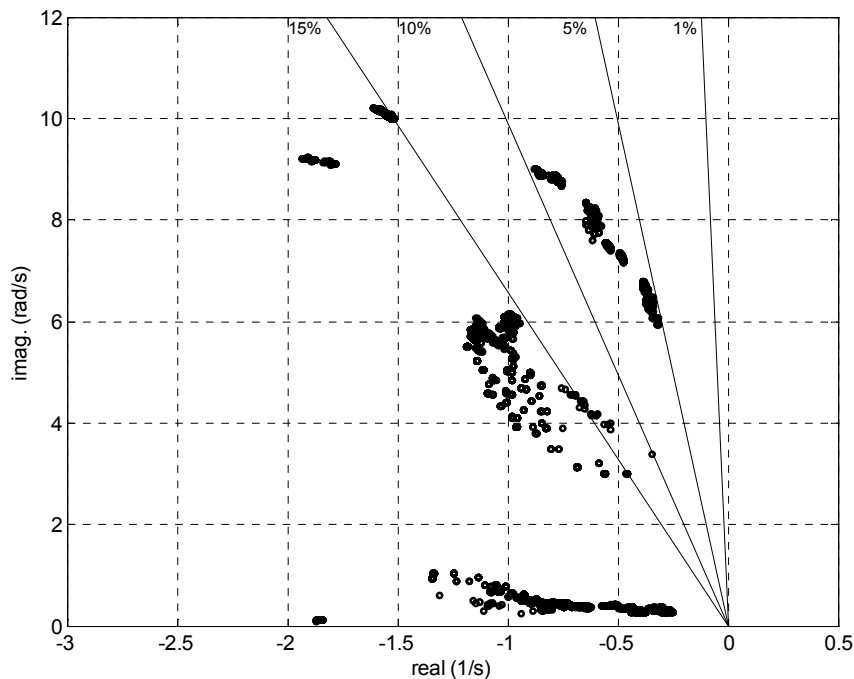


Figura 6.16 – Mapa de pólos (Estratégia F).

barramento 3. Na Figura 6.18 apresentam-se os resultados da simulação de um curto-circuito com duração de 150 ms no barramento 6. Da resposta dos geradores a ambas as perturbações pode concluir-se que o PSS ajustado apresenta o desempenho esperado.

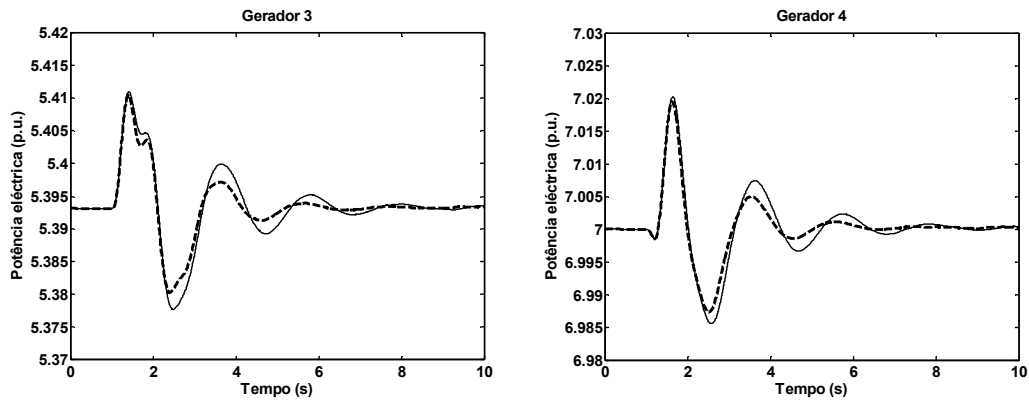


Figura 6.17 – Resultados da simulação de um degrau em V_{ref} com PSS-E (-) e com PSS-F (--).

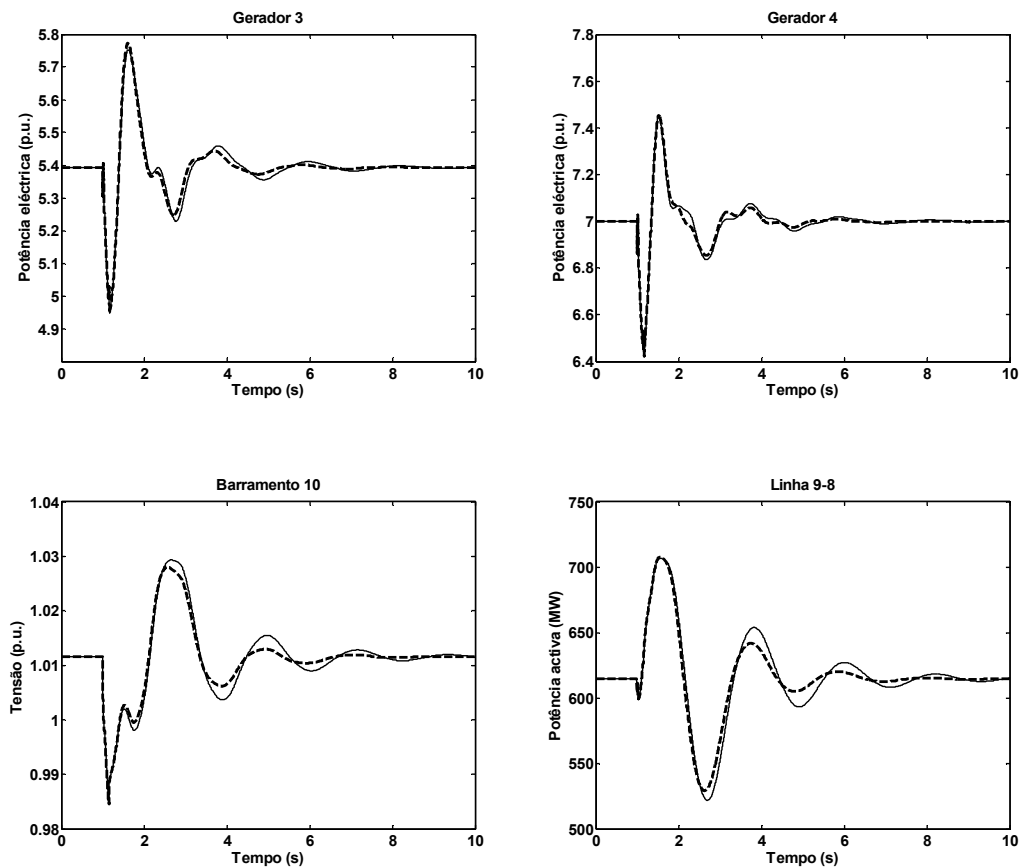


Figura 6.18 – Resultados da simulação de um curto-circuito com PSS-E (-) e com PSS-F (--).

G) Ajuste de PSS a instalar em DFIG

Como o reajuste de PSS instalados em geradores síncronos não tem qualquer efeito sobre os modos menos amortecidos, será necessário equacionar outra medida para melhorar o amortecimento. Essa medida pode ou não ser conjugada com o reajuste do PSS instalado no gerador 3, dependendo da necessidade global de amortecimento.

É neste contexto que a instalação de PSS nos aerogeradores do tipo DFIG pode ser interessante, tal como se verificou já no caso da estratégia D. Foram então novamente ajustados PSS sensíveis à tensão para instalar nos aerogeradores do tipo DFIG, agora com o objectivo de encontrar uma solução robusta que proporcione níveis adequados de amortecimento para a gama de condições de operação considerada.

A heurística proposta para dimensionamento dos PSS seleccionou os cenários caracterizados na Tabela 6.15 através da carga total do sistema, a produção dos geradores 2 e 12, o fluxo de potência activa nas linhas de interligação e a descrição da configuração. Refere-se também o amortecimento e frequência dos modos de oscilação menor amortecidos para cada cenário, com os PSS-E ajustados na Secção 6.5.3 e com os PSS-G ajustados estratégia agora definida. Os valores dos parâmetros dos PSS considerados neste caso de estudo são apresentados na Tabela 6.16.

Os cenários seleccionados correspondem, em geral, a uma carga total elevada em situação de contingência. São também seleccionados cenários com menor produção eólica porque nestes casos a eficácia dos PSS é menor. Por outro lado, verifica-se que foram seleccionados em primeiro lugar cenários com modos pouco amortecidos associados ao gerador 2, mas posteriormente foram também seleccionados modos melhor amortecidos associados aos geradores 3 e 1. Com a instalação dos PSS ajustados o amortecimento destes modos aumenta, no segundo caso para um nível próximo do valor especificado em todos os cenários, mas no primeiro caso esse objectivo não foi atingido, tendo-se obtido valores mínimos de amortecimento próximos de 9.3%.

Os modos de oscilação electromecânicos para todos os cenários construídos são descritos no mapa de pólos da Figura 6.19, onde se confirma que a solução encontrada melhora o amortecimento dos modos, embora aquém dos 15% especificados. Confirma-se assim que a metodologia adoptada conduz à identificação de uma solução robusta.

Tabela 6.15 – Caracterização dos piores casos para o ajuste dos PSS (Estratégia G)

Caracterização dos pontos de operação						
C	P _L	P _{G12}	P _{G2}	P _{G3}	F ₇₋₈	F ₈₋₉
1	2334.0	358.6	525.0	539.3	113.7	-594.5
2	2917.5	240.2	700.0	539.3	-23.4	395.1
3	2334.0	240.2	350.0	539.3	-178.1	-594.5
4	2917.5	240.2	525.0	719.1	-196.4	-388.3
5	2917.5	700.3	700.0	719.1	1109.7	581.1
Caracterização dos modos de oscilação						
Com PSS-E				Com PSS-G		
C	ζ (%)	f (Hz)	Ger.	ζ (%)	f (Hz)	Ger.
1	7.23	1.19	2	10.20	1.19	2
2	5.59	1.03	2	13.24	0.99	2
3	8.39	0.47	3	10.24	1.43	2
4	5.59	1.08	2	9.31	1.05	2
5	10.10	0.54	1	14.53	0.46	1

Tabela 6.16 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia G)

Ger.	K	N	T	α
1	6.06	2	0.5155	27.28
3	7.72	2	0.4716	21.83
12	0.12	0	-	-
17	0.95	2	0.9968	0.27

Verifica-se não ser possível obter para o cenário 4 uma melhoria superior do amortecimento do modo electromecânico associado ao gerador 2 sem prejudicar o amortecimento em outros cenários. A impossibilidade de obter níveis de amortecimento mais elevados com os PSS instalados nos aerogeradores do tipo DFIG pode ser explicada pelo facto de estas máquinas não participarem activamente nos modos de oscilação electromecânicos e contribuírem apenas indirectamente para o amortecimento.

O desempenho dos PSS dimensionados foi também avaliado através de simulações no domínio do tempo. Na Figura 6.20 apresentam-se os resultados da simulação de um curto-circuito com duração de 150 ms no barramento 8. Na Figura 6.21 pode observar-se a resposta a um degrau, com amplitude 0.01 p.u., aplicado na referência do regulador de tensão do gerador síncrono ligado no barramento 2.

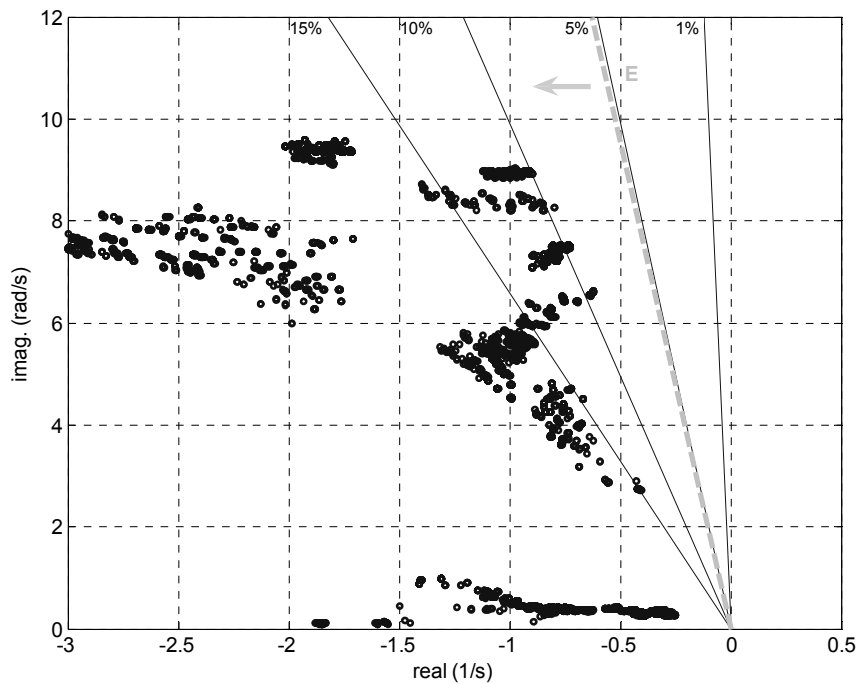


Figura 6.19 – Mapa de pólos (Estratégia G).

Analisando os resultados das simulações de comportamento dinâmico pode então confirmar-se que a instalação de PSS em aerogeradores do tipo DFIG, ajustados com os parâmetros identificados através da abordagem proposta, conduz a resultados satisfatórios. A melhoria do amortecimento das oscilações do gerador 2 é significativa, o que se traduz também num maior amortecimento das oscilações do trânsito de potência na linha de interligação entre os barramentos 7 e 8.

Embora o PSS dimensionado conduza a um aumento do amortecimento, verifica-se que, por o aerogerador do tipo DFIG contribuir para o amortecimento do sistema de uma forma indirecta, a utilização de um PSS clássico de parâmetros constantes pode limitar a sua capacidade de melhorar o amortecimento caso o aerogerador se encontre ligado a uma rede sujeita a condições de operação muito diferentes. Nesses casos poderá haver interesse em adoptar sistemas de estabilização mais avançados como os descritos no Capítulo 2, por exemplo PSS adaptativos. Na secção seguinte propõe-se um estabilizador deste tipo para o sistema estudado.

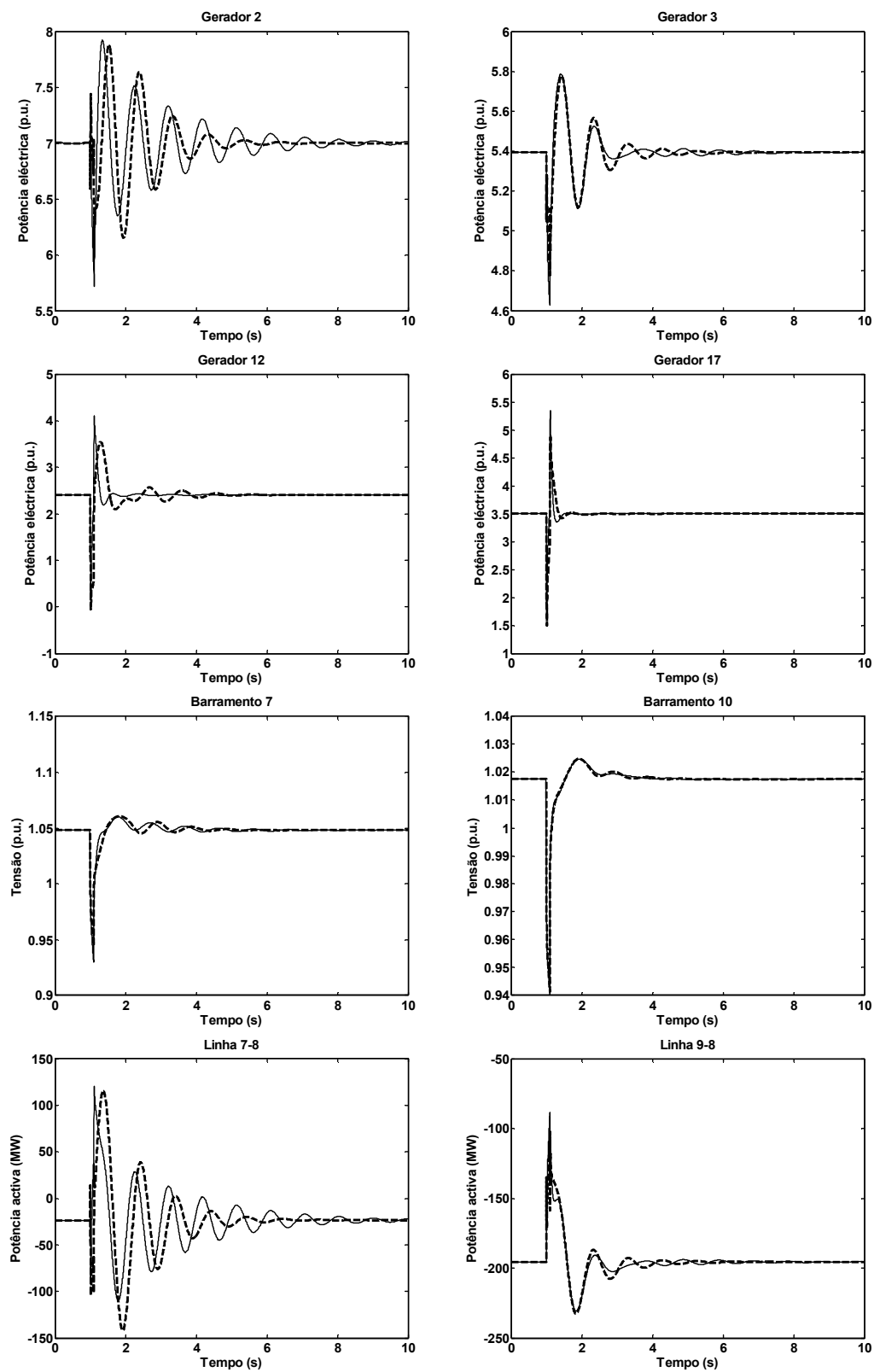


Figura 6.20 – Resultados da simulação de um curto-circuito com PSS-E (-) e com PSS-G (--).

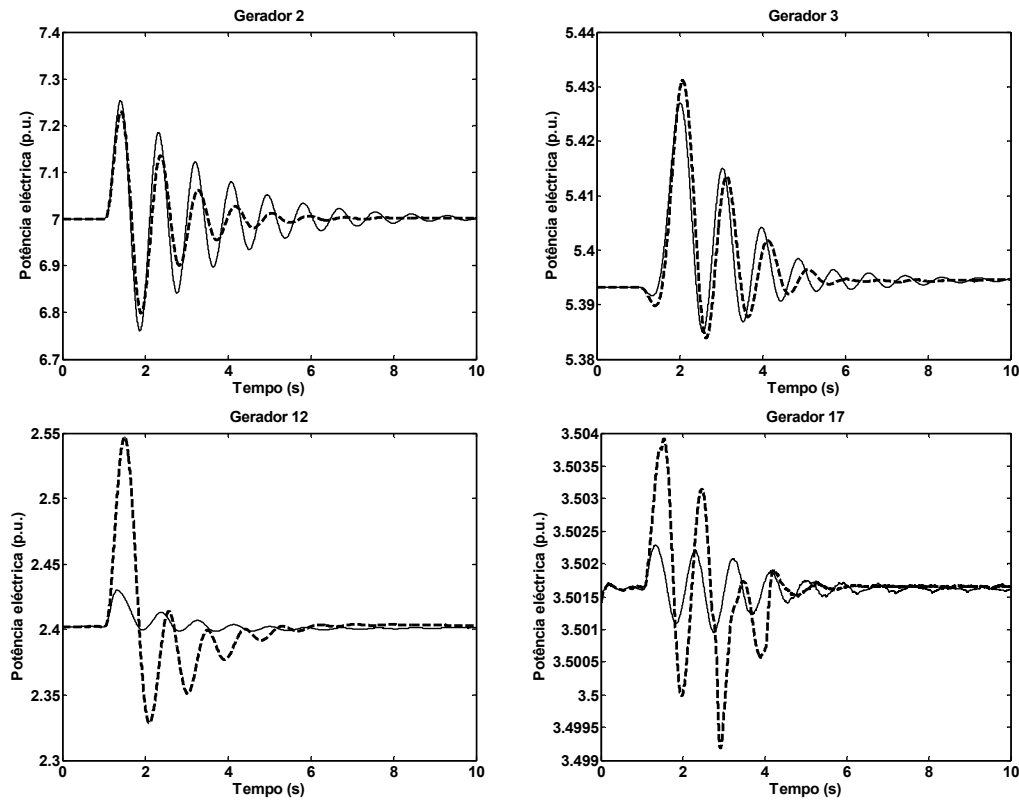


Figura 6.21 – Resultados da simulação de um degrau em V_{ref} com PSS-E (-) e com PSS-G (--).

6.6 DIMENSIONAMENTO DE UM PSS ADAPTATIVO

Uma forma de melhorar os resultados obtidos com a utilização de um PSS instalado num aerogerador do tipo DFIG será recorrer a um PSS avançado, como os descritos no Capítulo 2. Para este caso de estudo optou-se por desenvolver um PSS baseado numa tabela adaptativa. No entanto, em vez de fixar os pontos de activação de cada conjunto de valores dos parâmetros dos PSS, propõe-se uma abordagem utilizando métodos de reconhecimento de padrões para classificação dos cenários de operação, designados na literatura anglo-saxónica de *clustering* [63].

O PSS proposto consiste assim fundamentalmente num sistema de identificação das condições de operação que fornece a um PSS clássico os valores adequados dos seus parâmetros. Estes parâmetros foram pré-definidos para cada agrupamento de pontos de operação de forma a assegurar soluções robustas nos cenários respectivos.

6.6.1 Caracterização do PSS

O PSS adaptativo proposto baseia-se nos conceitos da tabela adaptativa já referidos sucintamente no Capítulo 2. Como se pode observar na Figura 6.22, o PSS é constituído por dois elementos: a) um PSS clássico e b) uma unidade adaptativa.

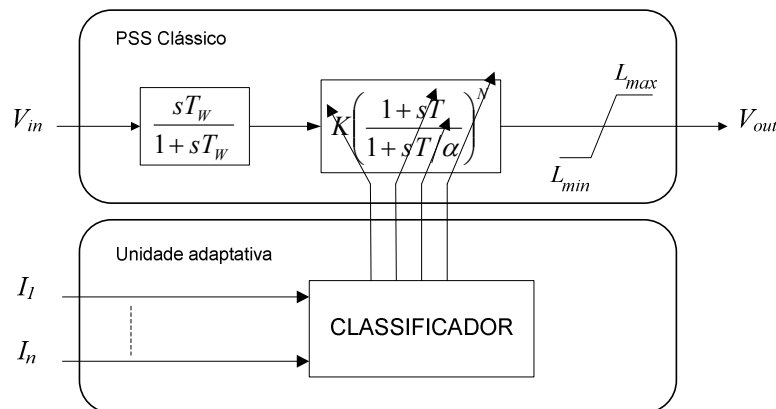


Figura 6.22 – Estabilizador adaptativo.

O primeiro elemento comporta-se como um PSS convencional e é responsável por introduzir no sistema o binário amortecedor com as características necessárias para melhorar o amortecimento dos modos de oscilação em estudo. Assim, o sinal de entrada passa inicialmente pelo bloco de *washout*, em seguida pelo bloco de compensação de fase e, finalmente, é modulado pelo ganho. O sinal resultante deste processo corresponde à saída do PSS. No caso de estudo actual este sinal é adicionado à componente transversal da tensão do rotor do aerogerador do tipo DFIG.

O segundo elemento do PSS adaptativo proposto é responsável por fornecer ao PSS convencional os valores dos parâmetros mais adequados a cada situação de exploração. Para o efeito considerou-se um sistema de classificação difusa, capaz de identificar padrões que associem cenários de operação susceptíveis de produzirem níveis de amortecimento satisfatórios com o mesmo conjunto de valores dos parâmetros dos PSS. O ajuste dos parâmetros destes PSS pode ser dividido em quatro fases:

- FASE 1: Identificação do problema;
- FASE 2: Geração do conjunto de dados;
- FASE 3: Projecto do classificador;

- FASE 4: Avaliação do desempenho.

É importante referir que a implementação do sistema proposto requer a existência de um sistema de comunicações entre o PSS e o local onde estão disponíveis as medidas que permitem caracterizar o cenário de operação. Esse sistema de comunicações deverá fornecer ao PSS os valores das grandezas necessárias para identificar os valores dos parâmetros do PSS mais adequados ao cenário de operação actual. Dado que o PSS utiliza as medidas apenas para caracterizar o cenário de operação, não deverá ser necessário que o sistema de comunicações forneça esses dados em tempo real. Deverá ser suficiente que a informação seja actualizada periodicamente ou sempre que o sistema sofra uma modificação relevante das condições de operação.

É também de salientar a importância da implementação de uma medida de segurança que salvguarde uma eventual falha do sistema de comunicações. No caso de uma ocorrência deste tipo, o PSS deve, por exemplo, utilizar o valor dos parâmetros determinados para o PSS de parâmetros constantes (estratégia G), proporcionando assim um amortecimento inferior ao desejável mas ainda assim satisfatório. Note-se que o sinal de entrada do PSS é um sinal local que deverá estar sempre disponível.

6.6.2 Identificação do Problema

O objectivo do presente estudo consiste em dimensionar um PSS cujo valor dos parâmetros é determinado por um sistema de classificação que, baseado em medidas que de certa forma caracterizam o ponto de operação do sistema e o modo de oscilação a amortecer, identifica o conjunto mais adequado dos valores dos parâmetros.

6.6.3 Geração do Conjunto de Dados

No projecto do classificador foi utilizado o conjunto de dados gerado para dimensionamento robusto dos PSS, tal como foi descrito na Secção 6.5. Ou seja, o conjunto de cenários analisados foi gerado combinando os factores descritos no Anexo C. Os cenários que implicam condições de exploração inviáveis, como por exemplo fluxos de potência excessivos através das linhas de interligação foram eliminados, obtendo-se assim um conjunto de 1300 cenários de operação.

6.6.4 Projecto do Classificador

Um aspecto crucial desta abordagem consiste na selecção dos sinais que devem permitir diferenciar os cenários de operação que necessitam de PSS com ajuste diferente. No caso de um PSS deste tipo para instalar em geradores síncronos é normalmente suficiente a utilização de três sinais (potência activa gerada, potência reactiva e tensão) para se obter um desempenho satisfatório, como se pode concluir da Figura 2.13 d) [38]. É igualmente de salientar que o PSS adaptativo descrito na Figura 2.13 a) [2] que recorre também a medidas de três grandezas (neste caso potência activa gerada, potência reactiva e impedância equivalente da rede vista pelo gerador) para determinar o valor mais adequado do ganho do PSS.

No caso de um PSS a instalar um aerogerador do tipo DFIG estas grandezas poderão não garantir o resultado desejado já que o modo, ou modos de oscilação, a amortecer não têm participação do aerogerador sobre o qual vai actuar o PSS. Será assim necessário identificar outras variáveis que permitam uma melhor caracterização do cenário de operação, no que diz respeito aos modos em análise.

As medidas a utilizar pelo PSS podem ser locais ou remotas. No caso de medidas remotas, pode distinguir-se também entre medidas da mesma área de controlo ou medidas globais do sistema. Atendendo a que a utilização de medidas globais do sistema se reveste de maior complexidade, devido à necessidade de um mais complexo sistema de comunicações, optou-se por evitar sua utilização. Para este caso de estudo seleccionaram-se para variáveis de entrada as seguintes grandezas:

- Potência activa do parque eólico;
- Potência activa do gerador síncrono 1;
- Potência activa do gerador síncrono 2;
- Estado das linhas de interligação.

A primeira destas variáveis fornece uma indicação sobre a eficiência do PSS enquanto as restantes três se encontram associadas fundamentalmente ao nível de amortecimento que será necessário introduzir em cada cenário.

O processo de identificação adoptado consiste numa classificação difusa, designada de *fuzzy classification* na literatura anglo-saxónica [63]. Ao contrário das

abordagens mais tradicionais, em que um elemento pertence exclusivamente a um conjunto, na classificação difusa esse elemento pode estar associado a todos os conjuntos com um determinado grau de pertença. Embora para o problema de dimensionamento do PSS cada cenário possa estar associado exclusivamente a um conjunto de valores dos parâmetros (seleccionou-se o conjunto com maior pertença) optou-se por este método por permitir avaliar com facilidade a qualidade da partição do conjunto de dados utilizado para projectar este sistema. Neste caso foram utilizados os seguintes índices de validação: coeficiente da partição S e entropia da partição H [63]. Os indicadores são determinados pelas seguintes expressões:

$$S(U, c) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^c (\mu_{ki})^2 \quad (6.1)$$

$$H(U, c) = -\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^c \mu_{ki} \cdot \log(\mu_{ki}) \quad (6.2)$$

em que μ_{ki} é a pertença do ponto i no conjunto k .

Quando os conjuntos evoluem de partições aleatórias para partições mais estruturadas, S aumenta desde $1/c$ até c , enquanto H diminuiu deste $\ln(c)$ até 0 [63]. O indicador S mede a quantidade de sobreposição dos conjuntos. A entropia da partição mede o grau de fuzzificação da classificação, o que é semelhante a S [64].

Este sistema de classificação foi implementado em MATLAB [64].

6.6.5 Avaliação de Desempenho

A fase de avaliação do desempenho é essencial para assegurar a capacidade do PSS dimensionado contribuir para aumentar o nível de amortecimento para os cenários de operação considerados. Essa avaliação consiste em determinar os novos modos de oscilação com o PSS dimensionado e efectuar simulações no domínio do tempo.

Numa abordagem tradicional uma das etapas de validação consiste em avaliar a capacidade de generalização. Neste caso isso corresponderia a calcular os modos de oscilação, com o PSS dimensionado, para cenários de operação não considerados no ajuste dos parâmetros. Esta verificação não foi no entanto realizada porque isso

colocaria um critério adicional, mais exigente, ao desempenho do PSS que o constituiria uma desvantagem face ao dimensionamento efectuado nas situações anteriores, conduzindo a uma assimetria injusta na avaliação da qualidade das soluções produzidas. Como foi referido admite-se que os cenários considerados no dimensionamento do PSS são representativos de todas as condições de operação mais desfavoráveis.

H) Ajuste de um adaptativo PSS a instalar em DFIG

O PSS proposto foi então aplicado ao caso de estudo das secções anteriores. Admitiu-se que seria efectuado o reajuste do PSS instalado no gerador síncrono 3, analisado na Secção 6.5.4 (estratégia F), e por isso agora ajusta-se apenas o PSS a instalar no aerogerador do tipo DFIG ligado no barramento 12.

Na selecção da partição especificou-se um número máximo de conjuntos próximo de 20. Por tentativa e erro e com o auxílio dos indicadores (6.1) e (6.2) foi seleccionada uma partição com 21 conjuntos. O número de elementos de cada conjunto varia entre 31 e 86. Para cada um dos 21 conjuntos de cenários foi então determinado o valor óptimo dos parâmetros do PSS clássico que minimiza a soma do ganho e da compensação de fase introduzida e, simultaneamente, aumenta o amortecimento para próximo de 15% sem originar um desvio de frequência superior a 5%. Obteve-se, assim uma solução robusta para cada agrupamento de cenários seleccionado anteriormente.

Na Tabela 6.17 são caracterizados os cenários com menor amortecimento para as cinco partições com resultados mais desfavoráveis. Cada cenário é caracterizado através das variáveis utilizadas para o projecto do classificador: potência activa do parque eólico, potência activa do gerador síncrono 1, potência activa do gerador síncrono 2 e estado da linha de interligação entre os barramentos 7 e 8. Como em casos anteriores, descreve-se também para cada cenário, com os PSS-G e com os PSS-H ajustados com a estratégia agora definida, o modo menor amortecido através do nível de amortecimento, frequência e gerador com maior participação.

Os valores dos parâmetros dos PSS encontrados para os 5 conjuntos de cenários pouco amortecidos são apresentados na Tabela 6.18. Como se pode observar, os valores são bastante distintos entre si e também diferentes dos valores determinados aquando do dimensionamento do PSS clássico de parâmetros constantes (estratégia G).

Tabela 6.17 – Caracterização dos piores casos para o ajuste dos PSS (Estratégia H)

Caracterização dos pontos de operação				
C	P _{G12}	P _{G1}	P _{G3}	S ₇₋₈
1	240.2	0	525	0
2	358.6	0	262.5	0
3	240.2	0	262.5	0
4	240.2	0	700	0
5	240.2	0	700	1

Caracterização dos modos de oscilação						
Com PSS-G				Com PSS-H		
C	ζ (%)	f (Hz)	Ger.	ζ (%)	f (Hz)	Ger.
1	9.69	1.20	2	11.58	1.24	2
2	10.45	1.42	2	11.75	1.42	2
3	10.72	1.43	2	11.76	1.43	2
4	10.76	1.17	2	12.02	1.22	2
5	10.77	1.17	2	12.20	1.21	2

Tabela 6.18 – Valor dos parâmetros dos PSS (Estratégia H)

Ger. / Conj.	K	N	T	α
1	6.06	2	0.5155	27.28
3	13.74	2	0.3992	13.47
12 / 3	0.18	1	0.1188	1.09
12 / 7	0.10	1	0.0847	4.02
12 / 11	0.12	1	0.0808	2.42
12 / 15	0.19	1	0.0800	1.51
12 / 21	0.16	1	0.3761	1.09

Os cenários seleccionados correspondem em geral a situações em que o gerador síncrono ligado no barramento 1 se encontra fora de serviço e a linha entre os barramentos 7 e 8 se encontra desligada. Para as situações mais desfavoráveis o amortecimento tem uma melhoria entre 1% e 2%. Existem no entanto outras situações em que o amortecimento aumenta cerca de 4%.

Os modos de oscilação electromecânicos para todos os cenários de operação são apresentados no mapa de pólos da Figura 6.23, onde é também indicada a linha de amortecimento correspondente ao modo mais desfavorável obtido com a estratégia G

(amortecimento de 9.3%). Também comparando estes resultados com os apresentados na Figura 6.19, pode concluir-se que o PSS proposto permite obter uma melhoria global do amortecimento face à solução verificada com o PSS clássico de parâmetros constantes, mesmo nas situações em que o amortecimento é inferior a 15%.

A última etapa na validação dos resultados do dimensionamento dos PSS consiste em realizar simulações no domínio do tempo, utilizando modelos não lineares.

A perturbação simulada consiste num curto-circuito com duração de 150 ms no barramento 8. A Figura 6.24 mostra os resultados da simulação para um cenário de operação cujo amortecimento do modo associado ao gerador 2 aumenta cerca de 4%. Pode então observar-se essa melhoria do amortecimento, principalmente na potência eléctrica do gerador 2 e no trânsito de potência activa através da linha 7-8.

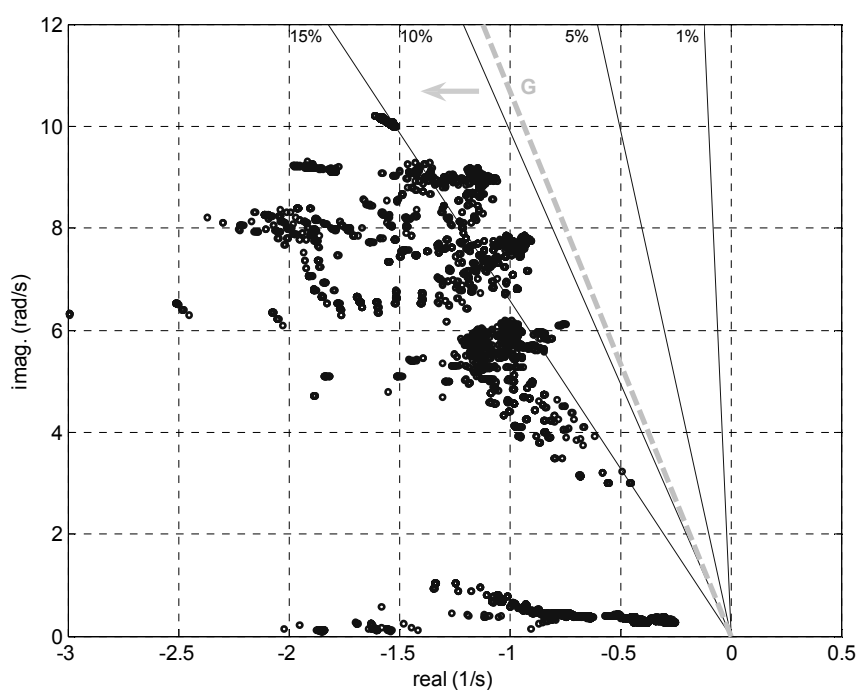


Figura 6.23 – Mapa de pólos com PSS adaptativo de parâmetros programados.

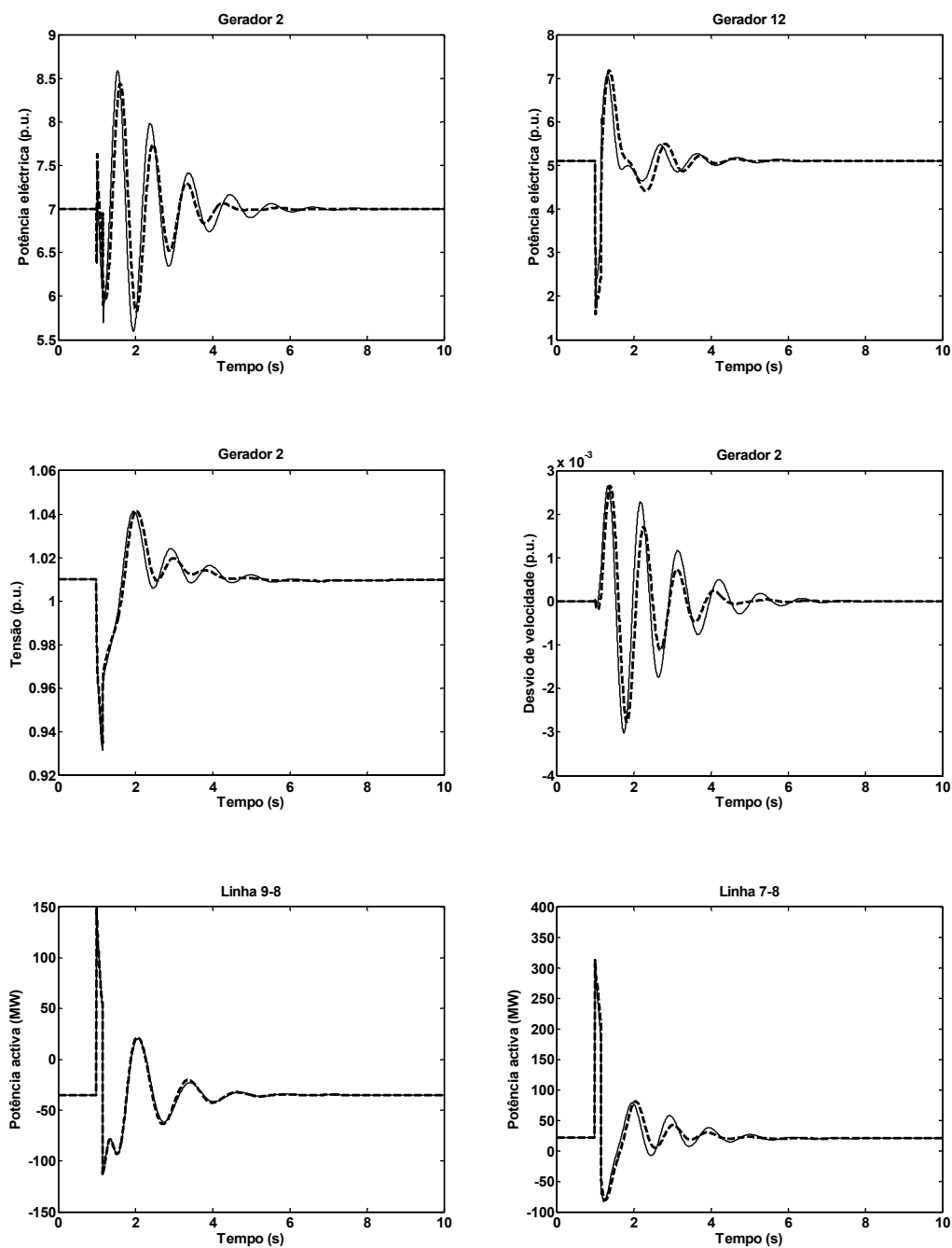


Figura 6.24 – Resultados da simulação de um curto-circuito com PSS-G (-) e com PSS-H (--).

Num curto-circuito são excitados vários modos de oscilação e por isso o amortecimento introduzido por um PSS pode ser bem visível na resposta dos geradores. Essa contribuição pode ser analisada mais facilmente aplicando um degrau na referência do regulador de tensão do gerador síncrono ligado no barramento 2. Os

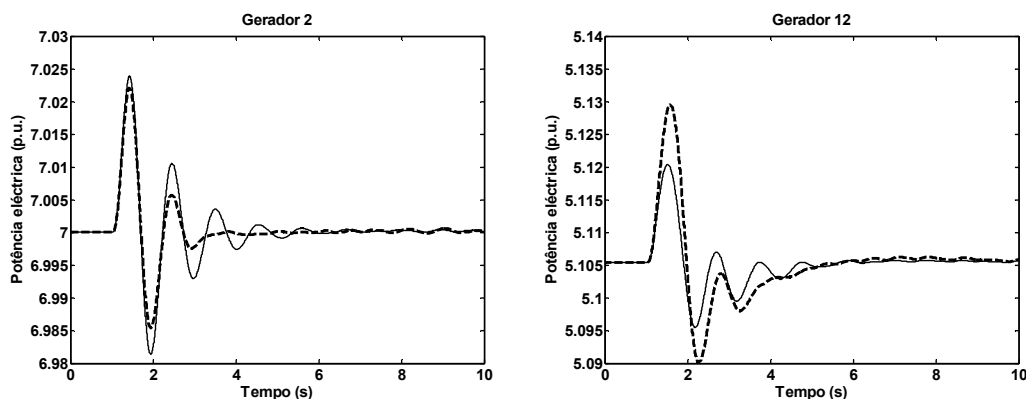


Figura 6.25 – Resultados da simulação de um degrau em V_{ref} com PSS-G (-) e com PSS-H (--).

resultados são apresentados na Figura 6.25 e mostram mais claramente o benefício da utilização do PSS adaptativo proposto face ao PSS de parâmetros constantes.

6.7 SELECÇÃO DE UMA ESTRATÉGIA ROBUSTA

Foram estudadas quatro estratégias robustas e que portanto contribuem para melhorar o amortecimento dos modos de oscilação em todos os cenários estudados. A metodologia adoptada no dimensionamento dos PSS, em qualquer das estratégias consideradas, confere robustez à solução. Ou seja, assegura um comportamento mínimo satisfatório para todos os cenários de operação a que o sistema pode ser sujeito.

A Tabela 6.19 resume os resultados obtidos para cada estratégia robusta analisada. Cada solução pode ser avaliada quanto ao nível de amortecimento proporcionado, complexidade técnica e custo associado. A selecção da estratégia a implementar depende naturalmente das preferências do operador do sistema.

Tabela 6.19 – Estratégias robustas para melhorar o amortecimento

Estratégia	Descrição	Comentário
E	Ajuste de PSS a instalar nos geradores síncronos.	Permite aumentar o amortecimento para os níveis especificados em todos os cenários sem produção eólica ligada à rede.
F	Reajuste de PSS instalados em geradores síncronos.	Permite aumentar ligeiramente o amortecimento de um dos modos.
G	Ajuste de PSS a instalar em aerogeradores tipo DFIG.	Permite um aumento significativo de um modo para a generalidade dos cenários de operação.
H	Ajuste de um adaptativo PSS a instalar em DFIG.	Permite melhorar o amortecimento para todos os cenários de operação. É portanto uma solução mais flexível que a alternativa G).

6.8 APLICAÇÃO EM REDES DE GRANDE DIMENSÃO

Embora as abordagens propostas tenham sido avaliadas para um sistema de teste de dimensão reduzida, deverá ser possível a sua aplicação em sistemas de maior dimensão. Estes sistemas apresentam apenas alguns modos pouco amortecidos, pelo que a sua análise será semelhante à efectuada nos exemplos apresentados.

As ferramentas de análise e dimensionamento dos PSS utilizadas poderão ser também adoptadas caso a dimensão do sistema permita o cálculo de todos os modos de oscilação com o algoritmo QR, embora com um esforço computacional mais elevado. Embora a abordagem ao problema possa ser diferente, os conceitos e conclusões referidas neste capítulo são um importante contributo o desenvolvimento futuro de sistemas de estabilização robustos para sistemas de grande dimensão.

Assim, tal como no sistema estudado, em sistemas de grande dimensão, a integração de produção eólica pode conduzir a uma diminuição do amortecimento dos modos de oscilação electromecânicos. Também em ambos os casos, uma estratégia para melhorar o amortecimento dos modos de oscilação pode, por exemplo, passar pela coordenação entre o reajuste de PSS instalados em geradores síncronos e a instalação de PSS em aerogeradores do tipo DFIG. Os PSS instalados nos aerogeradores poderão ter a configuração clássica, de parâmetros constantes, ou uma arquitectura avançada do tipo adaptativo com parâmetros programados previamente.

6.9 CONCLUSÃO

Os casos de estudo apresentados permitem concluir que os PSS instalados em aerogeradores do tipo DFIG podem contribuir eficazmente para aumentar o amortecimento dos modos de oscilação electromecânicos de um sistema.

Utilizando as ferramentas adequadas é possível encontrar uma solução robusta para o ajuste destes controladores. Para as situações analisadas verificou-se que será mais difícil encontrar uma solução com tais características para PSS a instalar em aerogeradores do tipo DFIG que para PSS instalados em geradores síncronos. Tal deve-se possivelmente ao facto de os PSS instalados no primeiro tipo de máquinas realizar uma estabilização indirecta, enquanto os PSS instalados em geradores síncronos actuam directamente nas máquinas com maior participação nas oscilações.

Em tais situações poderá ser interessante considerar a instalação de PSS adaptativos ou outros sistemas de estabilização mais avançados. Foi desenvolvido para o caso de estudo um PSS adaptativo cujos valores dos parâmetros são determinados por um classificador que, a partir de medidas de várias grandezas que caracterizam as condições de operação, identifica os valores dos parâmetros mais adequados para um cenário de operação entre um conjunto programado previamente.

Nos estudos efectuados verificou-se que existe uma maior dificuldade em encontrar uma solução robusta para um PSS de parâmetros constantes a instalar em aerogeradores do tipo DFIG que em geradores síncronos. De facto, o nível de amortecimento obtido para estes casos fica normalmente aquém do que poderia ser conseguido com a instalação do mesmo tipo de PSS num gerador síncrono que participe nas oscilações (o que pode não ser possível).

Por outro lado, verificou-se também que existe potencial para os aerogeradores contribuírem de forma mais significativa para o amortecimento caso o PSS adoptado tenha maior flexibilidade. Será por isso interessante analisar no futuro outros tipos de estabilizadores avançados como PSS adaptativos que utilizem técnicas de inteligência artificial, por exemplo redes neuronais. Numa outra perspectiva será também de considerar PSS utilizando sinais remotos.

Embora as situações estudadas para o sistema de teste se refiram apenas a aerogeradores do tipo DFIG, é expectável que os conceitos referidos sejam aplicáveis a geradores síncronos de velocidade variável ou dispositivos do tipo FACTS.

Capítulo 7

CONCLUSÕES

7.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

Nesta dissertação abordaram-se os problemas associados com a integração em larga escala de produção eólica nas redes. O principal objectivo consistiu em desenvolver sistemas de estabilização a instalar em sistemas de conversão eólica e definir metodologias de afinação destes controladores de forma contribuírem para uma melhoria satisfatória do amortecimento das oscilações para a generalidade as condições de operação. Foram considerados os três tipos de tecnologia de conversão actualmente disponíveis, embora o trabalho tenha incidido fundamentalmente sobre o aerogerador assíncrono duplamente alimentado (DFIG). Esta opção deve-se ao facto de esta tecnologia apresentar grande flexibilidade de controlo, ao contrário do aerogerador de indução, e não se encontrar completamente desacoplado da rede devido ao conversor electrónico, como acontece com o aerogerador síncrono de velocidade variável.

Analysaram-se os modelos dos sistemas de conversão e desenvolveram-se modelos linearizados de aerogeradores de indução e aerogeradores assíncronos duplamente alimentados adequados para o estudo de problemas de estabilidade para pequenas perturbações utilizando análise modal. Foi depois avaliado o impacto da integração de produção eólica baseada nesta tecnologia nos modos de oscilação dos sistemas, tendo-se concluído que estas máquinas não participam nos modos de oscilação electromecânicos. No caso do aerogerador do tipo DFIG concluiu-se que o ajuste dos ganhos do controlador do conversor ligado ao rotor é crucial para garantir que os modos de oscilação do controlo são bem amortecidos e não se encontram na gama de

frequências dos modos de oscilação electromecânicos. Verificou-se ainda que a introdução do aerogerador do tipo DFIG no sistema conduz a uma diminuição do amortecimento do modo de oscilação electromecânico, enquanto a integração do aerogerador de indução contribui para um aumento dos níveis de amortecimento.

Propôs-se um sistema de estabilização para instalar em aerogeradores do tipo DFIG adicionando um sinal modulado nas malhas de controlo da tensão do rotor. Foram analisados vários sinais candidatos para a entrada e saída do estabilizador tendo-se concluído, no primeiro caso, que os sinais de tensão e frequência conduzem a melhores resultados. No segundo caso concluiu-se que a opção mais eficiente consiste em adicionar o sinal de saída do PSS na componente transversal da tensão do rotor, correspondente à saída da malha de controlo da potência reactiva. Concluiu-se também que a eficiência de tal PSS diminuiu com a redução da potência entregue à rede.

No caso de aerogeradores de indução preconiza-se a instalação de PSS em dispositivos do tipo FACTS eventualmente localizados próximo dos parques eólicos para fornecerem energia reactiva e efectuarem controlo de tensão.

Foram também propostos métodos para ajuste dos parâmetros dos PSS e uma metodologia para efectuar o dimensionamento robusto. O valor dos parâmetros foi determinado através da resolução de um problema de optimização que modeliza os requisitos técnicos e funcionais do problema. Os PSS instalados nos vários equipamentos podem ser ajustados em simultâneo para todos cenários de operação. Foi também desenvolvido uma nova formulação que procura a minimização do ganho dos PSS e a optimização da compensação de fase, conduzindo em geral a resultados mais satisfatórios que formulações anteriores que dimensionavam indirectamente a compensação de fase. Os problemas de optimização foram resolvidos utilizando uma meta-heurística designada EPSO – *Evolutionary Particle Swarm Optimization*.

Os conceitos referidos foram aplicados a um sistema de teste com grande integração de produção eólica, tendo-se confirmado a validade da abordagem adoptada. O estudo deste exemplo permitiu ainda concluir que os PSS instalados em geradores síncronos são mais eficientes para adicionar amortecimento que os PSS instalados em aerogeradores do tipo DFIG, o que se explica pelo facto de os segundos não participarem nas oscilações. Também por este facto se verificou que a utilização em

aerogeradores do tipo DFIG de sistemas de estabilização avançados, em particular PSS adaptativos com parâmetros programados, apresentam vantagens que actualmente se têm mostrado, em geral, pouco atractivas para instalar em geradores síncronos.

Em síntese, o trabalho apresentado nesta dissertação contribui para um melhor conhecimento dos problemas relativos à integração em grande escala de produção eólica nos sistemas, em particular os problemas associados à estabilidade para pequenas perturbações e o amortecimento dos modos de oscilação electromecânicos. Foram desenvolvidos modelos linearizados dos sistemas de conversão eólica, avaliado o seu impacto nos modos de oscilação dos sistemas, foram propostos estabilizadores para equiparem os aerogeradores assíncronos duplamente alimentados e foi desenvolvida uma metodologia para efectuar o dimensionamento destes controladores, robusto e coordenado com outros tipos de PSS, de forma a obter níveis de amortecimento satisfatório para a generalidade das condições de operação. Espera-se assim que estas ferramentas contribuam no futuro para mitigar os eventuais impactos negativos da crescente integração de produção eólica nos níveis de amortecimento dos sistemas para pequenas perturbações.

7.2 PERSPECTIVAS DE DESENVOLVIMENTO

Esta dissertação deixa em aberto alguns temas que será interessante explorar no futuro, atendendo a que produção eólica continuará previsivelmente a merecer bastante atenção por parte da indústria e da comunidade científica.

Dadas as características dos aerogeradores síncronos de velocidade variável é expectável que estes possam também vir a ser equipados com estabilizadores. É por isso de todo o interesse aprofundar o estudo deste tipo de tecnologia e o desenvolvimento de sistemas de estabilização complementares que lhes confira a capacidade de contribuírem para a melhoria dos níveis de amortecimento dos modos de oscilação.

No conceito de robustez adoptado nesta dissertação, segundo o qual uma solução com estas características deve conduzir a níveis satisfatórios de amortecimento para a generalidade das condições de operação, admitiu-se que eram conhecidos todos os cenários de operação mais desfavoráveis. Não foi assim avaliado o desempenho de

cada tipo de PSS face a condições de operação desconhecidas. É por isso de investigar no futuro a robustez dos PSS a este tipo de incerteza e procurar aumentar o grau de robustez das soluções tecnológicas e das metodologias de dimensionamento dos PSS.

Atendendo a este aspecto e ao facto de nesta dissertação se ter concluído que os sistemas de estabilização avançados instalados em aerogeradores do tipo DFIG conduzem a ganhos de eficiência significativos, quando comparados com PSS clássicos de parâmetros constantes, uma linha de investigação a seguir consiste no desenvolvimento de novos sistemas de controlo tirando partido, por exemplo, dos avanços verificados nas ferramentas de inteligência artificial.

Os problemas de estabilidade para pequenas perturbações fazem-se sentir habitualmente em sistema de grande dimensão. Será por isso conveniente adaptar as metodologias propostas para facilitar a sua utilização em sistemas de grande dimensão e proceder a uma avaliação destes problemas para este tipo de sistemas, explorando soluções baseadas em sistemas de monitorização alargada (WAM) com informação remota recolhida via satélite.

REFERÊNCIAS

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-Hill, 1994.
- [2] M. A. Pai, D. P. S. Gupta, and K. R. Padiyar, *Small Signal Analysis of Power Systems*. Harrow: Alpha Science International, 2004.
- [3] J. G. Slootweg, “Wind Power – Modelling and Impact on Power System Dynamics”, PhD Dissertation, Delft University, the Netherlands, October 2003.
- [4] E. Hagstrøm, I. Norheim, and K. Uhlen, “Large scale wind power integration in Norway and effect on damping in the Nordic grid”, in Proc. Nordic Wind Power Conference, Chalmers University of Technology, March 2004.
- [5] G. Rogers, *Power System Oscillations*, M. A. Pai, Ed., Norwell: Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [6] F. Hughes, O. Anaya-Lara, N. Jenkins, and G. Strbac, “Control of DFIG-based wind generation for power network support”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1958–1966, Nov. 2005.
- [7] F. Hughes, O. Anaya-Lara, N. Jenkins, and G. Strbac, “A power system stabilizer for DFIG-based wind generation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 763–772, May 2006.
- [8] *Global Wind Energy Outlook 2006*, Global Wind Energy Council, 2006.
- [9] Á. Rodrigues, *Parques Eólicos em Portugal*, INEGI – Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, Dezembro de 2007.

- [10] *Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte 2006 – 2011*, REN – Redes Energéticas Nacionais, Novembro 2005. Disponível: www.ren.pt
- [11] R. de Almeida, “Contribuições para a Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados”, Dissertação de Doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2006.
- [12] P. B. Eriksen, T. Ackermann, H. Abildgaard, P. Smith, W. Winter, and J. M. Rodriguez Garcia, “System operation with high wind penetration”, *Power and Energy Magazine*, IEEE, vol. 3, no. 6, pp. 65- 74, Nov.-Dec. 2005.
- [13] V. Akhmatov, “Analysis of dynamic behavior of electric power system with large amount of wind power”, PhD Dissertation, Elect. Power Eng. ørsted-DTU, Technical Univ. Denmark, Kgs. Lyngby, Denmark, Apr. 2003.
- [14] P. Marques, and J. A. Peças Lopes, Impact of the Use of FACTS to Increase Robustness of Operation in Grids with Large Scale Wind Generation, NWPC’2006–Nordic Wind Power Conference, Espoo, Finland, 22-23 May 2006.
- [15] G. S. Stavrakakis, and G. N. Kariniotakis, “A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel-wind turbines systems interaction. Part I: A general Multimachine Power System Model”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 10, no. 3, Sep. 1995.
- [16] G. S. Stavrakakis, and G. N. Kariniotakis, “A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel-wind turbines systems interaction. Part II: Implementation of the algorithm and case-Studies with induction generators”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 10, no. 3, Sep. 1995.
- [17] R. de Almeida, J. A. Peças Lopes, and J. Barreiros, “Improving power system dynamic behavior through doubly fed induction machines controlled by static converter using fuzzy control”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 1942–1950, Nov. 2004.

- [18] J. B. Ekanayake, L. Holdsworth, XueGuang Wu, and N. Jenkins, “Dynamic Modeling of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbines”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 803-809, May 2003.
- [19] P. Kundur *et al.*, “Definition and classification of power system stability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 1387–1401, 2004.
- [20] U. Bachmann, I. Erlich, and E. Grebe, “Analysis of interarea oscillations in the European electric power system in synchronous parallel operation with the Central-European networks”, IEEE Power Tech Conference, Aug. 29 – Sept. 2 1999, Budapest, Hungary.
- [21] H. Breulmann *et al.*, “Analysis and damping of inter-area oscillations in the UCTE/CENTREL power system”, Cigré, 38-113, Session 2000.
- [22] H. Kühn, W. Winter, M. Lösing, and K. Staschus, “Grid Code Requirements for Integrating Wind Turbines into the Transmission-System”, 2004 European Wind Energy Conference & Exhibition, London, UK, Nov. 2004.
- [23] PSS^{TME}, <http://www.siemens.com/pss-e>
- [24] Y. Kazachkov, S. Stapleton, and K. Patil, “PSS^{TME} Wind Modeling User Guide”, Siemens Power Technologies International.
- [25] Â. Mendonça, and J. A. Peças Lopes, “Impact of Large Scale Wind Power Integration on Small Signal Stability”, Proceedings of FPS 2005 - International Conference on Future Power Systems, Nov. 2005.
- [26] Y. H. Moon, W. J. Lee, and M. S. Chen, *Analysis and Control System Techniques for Electric Power Systems*, Part 3, Academic Press, 43/1991.
- [27] L. Rouco, I. J. Pérez-Arriaga, R. Criado, and J. Soto, “A Computer Package for Analysis of Small Signal Stability in Large Electric Power Systems”, in *Proceedings of PSCC93 - 11th Power Systems Computation Conference*, 1993.

- [28] J. G. Slootweg, J. Person, A. M. van Voorden, G. C. Paap, and W. L. Kling, “A study of the eigenvalue analysis capabilities of power system dynamics simulation software”, in *Proceedings of PSCC02 – 14th Power Systems Computation Conference*, June 2002.
- [29] J. Wilkinson, *The Algebraic Eigenvalue Problem*, Oxford: Clarendon Press, 1965.
- [30] L. Wang, and A. Semlyen, “Application of sparse eigenvalue techniques to the small signal stability analysis of large power systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 2, pp. 635-642, May 1990.
- [31] N. Martins, “The dominant pole spectrum eigensolver”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 1, pp. 245–254, Feb. 1997.
- [32] L. Rouco, I. J. Perez-Arriaga, D. Laloux, R. Criado Calero, and J. Soto Idiañez, “Study on the effect of operating conditions on coherent areas and inter-area modes”, *Inter-Area Oscillations in Power Systems, IEEE Publication 95 TP 101*, pp. 68-77. New York, NY, USA, 1995
- [33] S. P. Teeuwsen, I. Erlich, M. A. El-Sharkawi, and U. Bachmann, “Genetic Algorithm and Decision Tree-Based Oscillatory Stability Assessment”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 746–753, May 2006.
- [34] N. Mithulananthan, C. A. Cañizares, J. Reeve, Graham J. Rogers “Comparison of PSS, SVC, and STATCOM controllers for damping power system oscillations”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, pp. 786-792, May 2003.
- [35] P. Kundur, M. Klein, G. J. Rogers, and M. S. Zywno, “Application of power system stabilizers for enhancement of overall system stability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, no. 2, pp. 614-626, May 1989.
- [36] J. A. L. Barreiros, A. S. e Silva, A. J. A. Simões Costa, “A Self-tuning Generalized Predictive Power System Stabilizer”, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 213-219, March 1998.

- [37] A. Ishak, and M. A. El-Dery, “Enhancing PSS Damping of Generator Rotor Oscillations using Neurofuzzy Inference System”, in *Proceedings of PMAPS 2002 - 7th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, September 2002.
- [38] J. Fraile-Ardanuy, and P. Zufiria, “Adaptive power system stabilizer using ANFIS and genetic algorithms”, *Decision and Control, and the European Control Conference. CDC-ECC '05. 44th IEEE Conference on*, 2005, pp. 8028-8033.
- [39] A. F. Snyder, D. Ivanescu, N. HadjSaid, D. Geroges, and T. Margotin, “Delayed-input wide-area stability control with synchronized phasor measurements and linear matrix inequalities”, in *Proceedings of the 2000 IEEE PES Summer Meeting*, vol. 2, pp. 1009-1014.
- [40] I. Kamwa, R. Grondin, and Y. Hebert, “Wide-area measurement based stabilizing control of large power system – a decentralized/hierarchical approach”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 1, pp.136-153, February 2001.
- [41] L. Rouco, and T. Margotin, “Robust damping controllers of power system oscillations”, in *Proceedings of PSCC99 – 13th Power Systems Computation Conference*, June 1999.
- [42] P. Pourbeik and M. Gibbard, “Simultaneous coordination of power system stabilizers and FACTS device stabilizers in a multimachine power system for enhancing dynamic performance”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 2, pp. 473–479, May 1998.
- [43] Y. L. Abdel-Magid, M. A. Abido, S. Al-Baiyat, A. H. Mantawy, “Simultaneous Stabilization of Multimachine Power Systems Via Genetic Algorithms”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, Nov. 1999.
- [44] Y. L. Abdel-Magid, M. A. Abido, A. H. Mantawy, “Robust Tuning of Power System Stabilizers in Multimachine Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 2, May 2000.

- [45] Y. L. Abdel-Magid, and M. A. Abido, “Robust Design of Power-based Stabilizers Using Genetic Algorithms”, ISAP 2003, Paper No. ISAP03/016, Lemons, Greece, August 29 – September 3, 2003.
- [46] A. L. do Bomfim, Glauco N. Taranto, and Djalma M. Falcão, “Simultaneous Tuning of Power System Damping Controllers Using Genetic Algorithms”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 1 February 2000.
- [47] Â. Mendonça, and J. A. Peças Lopes, “Robust tuning of PSS in power systems with different operating conditions”, in Proceedings of IEEE Bologna Power Tech 2003, Bologna, Italy, June 2003.
- [48] Â. Mendonça, N. Fonseca, J. A. Peças Lopes, and V. Miranda, “Robust tuning of power system stabilizers using evolutionary PSO”, presented in ISAP'2003 – Intelligent Systems Applications to Power Systems Conference, September 2003.
- [49] M. A. Abido, “Simulated Annealing Based Approach to PSS and FACTS Based Stabilizer Tuning”, *Electric Power and Energy Systems*, vol. 22, 2000.
- [50] M. A. Abido, “Optimal Design of Power-System Stabilizers Using Particle Swarm Optimization”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 17, no. 3 September 2002.
- [51] K. Bhattacharya, M. L. Kothari, J. Nanda, M. Aldeen, and A. Kalam, “Tuning of power system stabilizers in multi-machine systems using ISE technique”, *Electric Power Systems Research*, vol. 46, pp. 119-131, June 1998.
- [52] S.A. Stapleton, and “Y. Kazachkov, Wind Turbine Modelling in PSS/E – Responding to Industry Requirements”, MedPower'04 – 4th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission and Distribution, Lemesos, Chipre, November, 2004.
- [53] R. Pena, J. C. Clare, and G. M. Asher, “Doubly Fed Induction Generator using back-to back PWM Converters and Its Applications to Variable-Speed Wind-Energy Generation”, *IEE Proc. Electr. Power Appl.*, vol. 143, no. 3, May, 1996.

- [54] M. Machmom, F. Poitiers, C. Darengosse, and A. Queric, “Dynamic Performance of Doubly-Fed Induction Machine for a Variable-Speed Wind Energy Generation”, PowerCon2002, International Conference on Power System Technology, vol.4, pp. 2431-2436, 13th – 17th October 2002.
- [55] J. G. Slootweg, and W. L. Kling, “Aggregated modeling of wind park in power system dynamics simulations”, IEEE Power Tech Conference, 23rd – 26th June 2003, Bologna, Italy.
- [56] S. K. Salman, and A. L. J. Teo, “Windmill Modeling Consideration and Factors Influencing the Stability of a Grid-Connected Wind Power-Based Embedded Generator”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, May 2003.
- [57] J. Tabernero, and L. Rouco, “Dynamic Patterns in Small-signal Models of Multipole Synchronous Generators for Wind Power Applications”, in Proceedings of IEEE Lausanne Power Tech 2007, Lausanne, Switzerland, July 2007
- [58] L. Rouco, and J. L. Zamora, “Dynamic Patterns and Model Order Reduction in Small-signal Models of Doubly Fed Induction Generators for Wind Power Applications”, 2006 IEEE/PES General Meeting, 8-22 June 2006, Montreal, Canada, Paper 06GM1126.
- [59] P. Kundur, D. C. Lee, and H. M. Zein El-Din, “Power system stabilizers for thermal units: Analytical techniques and on-site validation”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 1, January 1981.
- [60] V. Miranda, and N. Fonseca, “New Evolutionary Particle Swarm algorithm (EPSO) applied to voltage/var control”, in Proceedings of PSCC02 – 14th Power Systems Computation Conference, June 2002.
- [61] Â. Mendonça, and J. A. Peças Lopes, “Simultaneous tuning of power system stabilizers installed in DFIG-based wind generation”, in Proceedings of IEEE Lausanne Power Tech 2007, Lausanne, Switzerland, July 2007.

- [62] H. Vasconcelos, J. N. Fidalgo, and J. A. Peças Lopes, “A General Approach for Security Monitoring and Preventive Control of Networks with Large Wind Power Production”, *Proceedings of PSCC02 - 14th Power Systems Computation Conference*, June 2002.
- [63] M. A. Matos, J. A. Peças Lopes, and F. P. Maciel Barbosa, “Fuzzy classification for on-line Transient Stability Assessment of Electric Power Systems”, 10th PSCC Power Systems Computer Conference, Graz, Austria, Aug. 1990.
- [64] B. Balasko, J. Abonyi, and B. Feil, “Fuzzy Clustering and Data Analysis Toolbox”, Department of Process Engineering University of Veszprem, Veszprem, Hungary.
- [65] P. C. Krause, *Analysis of Electric Machinery*, McGraw-Hill, 1987.
- [66] P. W. Sauer, and M. A. Pai, *Power System Dynamics and Stability*, New Jersey: Prentice Hall, 1998.
- [67] L. Rouco, “Eigenvalue-based methods for analysis and control of power system oscillations”, IEE Colloquium on “Power Dynamics Stabilization”, University of Warwick, Coventry (England), February 1998.
- [68] Â. Mendonça, *Definição de Parâmetros de “Power System Stabilizers” para Melhoria do Comportamento Dinâmico de Redes*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2003
- [69] V. Miranda, and N. Fonseca, “EPSO – Best-of-two-worlds meta-heuristic applied to power system problems”, in *Proceedings of WCCI'2002 – CEC – World Congress on Computational Intelligence – Conference on Evolutionary Computing*, May 2002.
- [70] V. Miranda, “Evolutionary algorithms with particle swarm movements”, in *Proceedings of ISAP'2005 – Intelligent Systems Applications to Power Systems Conference*, Arlington, Virginia, November 2005.

Anexo A

CONCEITOS FUNDAMENTAIS PARA ANÁLISE DE SISTEMAS LINEARES

Este anexo apresenta alguns conceitos fundamentais sobre sistemas lineares. Estes conceitos estão bem definidos na literatura e por isso apresentam-se apenas os aspectos considerados essenciais para melhor compreender o trabalho apresentado. Uma descrição aprofundada da análise modal pode ser encontrada em [1][5].

Começa-se por descrever a linearização das equações e a relação entre os valores próprios da matriz de estado, os modos de oscilação, e a estabilidade de um sistema. Em seguida referem-se vários indicadores fundamentais para realizar análise modal.

A.1 LINEARIZAÇÃO DAS EQUAÇÕES DE ESTADO

O comportamento de um qualquer sistema dinâmico, como um sistema de energia, pode ser descrito por n equações diferenciais não lineares de primeira ordem [1][65][66]. Matematicamente, isso pode ser escrito na seguinte forma:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (\text{A.1})$$

em que $\mathbf{x}$ é designado de vector de variáveis de estado e $\mathbf{u}$ de vector de entradas do sistema. Admitindo que o sistema é invariante no tempo, i.e. as derivadas das variáveis de estado não são funções explícitas do tempo, t pode ser eliminado de (A.1).

As variáveis de saída que interessa observar podem ser descritas por:

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (\text{A.2})$$

Os pontos de equilíbrio são aqueles em que todas as derivadas são simultaneamente nulas. Então, estando o sistema em equilíbrio, e considerando um vector de estado $\mathbf{x}_0$ e um vector de entrada $\mathbf{u}_0$, tem-se:

$$\dot{\mathbf{x}}_0 = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) = \mathbf{0} \quad (\text{A.3})$$

Ao aplicar ao sistema uma pequena perturbação, pode escrever-se:

$$\begin{aligned} \mathbf{x} &= \mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x} \\ \mathbf{u} &= \mathbf{u}_0 + \Delta \mathbf{u} \end{aligned} \quad (\text{A.4})$$

O novo estado do sistema tem que satisfazer (A.1). Assim

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}} &= \dot{\mathbf{x}}_0 + \Delta \dot{\mathbf{x}} \\ &= \mathbf{f}[(\mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta \mathbf{u})] \end{aligned} \quad (\text{A.5})$$

Como se assume que as perturbações aplicadas são pequenas, as funções não lineares $\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ podem ser expressas através do seu desenvolvimento em série de Taylor. Desprezando os termos de segunda ordem e superior, obtém-se:

$$\begin{aligned} \dot{x}_i &= \dot{x}_{i0} + \Delta \dot{x}_i = f_i[(\mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta \mathbf{u})] \\ &= f_i(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \\ &\quad + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \end{aligned} \quad (\text{A.6})$$

Como $\dot{x}_{i0} = f_i(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)$, obtém-se

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x}_i &= \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \\ &\quad + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \end{aligned} \quad (\text{A.7})$$

Da mesma forma, a partir de (A.2), obtém-se

$$\begin{aligned}\Delta y_j = & \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \\ & + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial u_r} \Delta u_r\end{aligned}\quad (\text{A.8})$$

Numa forma compacta pode então escrever-se:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u} \\ \Delta \mathbf{y} &= \mathbf{C}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta \mathbf{u}\end{aligned}\quad (\text{A.9})$$

A.2 MODOS DE OSCILAÇÃO

Aplicando a transformada de Laplace às equações (A.9) tem-se:

$$\begin{aligned}s\Delta \mathbf{x}(s) - \Delta \mathbf{x}(0) &= \mathbf{A}\Delta \mathbf{x}(s) + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(s) \\ \Delta \mathbf{y}(s) &= \mathbf{C}\Delta \mathbf{x}(s) + \mathbf{D}\Delta \mathbf{u}(s)\end{aligned}\quad (\text{A.10})$$

e resolvendo em ordem a $\Delta \mathbf{x}(s)$ pode-se obter uma solução das equações de estado:

$$\begin{aligned}\Delta \mathbf{x}(s)(s\mathbf{I} - \mathbf{A}) &= \Delta \mathbf{x}(0) + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(s) \\ \Delta \mathbf{x}(s) &= (s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1} [\Delta \mathbf{x}(0) + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(s)] \\ \Delta \mathbf{x}(s) &= \frac{\text{adj}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})}{\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A})} [\Delta \mathbf{x}(0) + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(s)]\end{aligned}\quad (\text{A.11})$$

Os pólos de $\Delta \mathbf{x}(s)$ são as raízes da equação característica da matriz $\mathbf{A}$:

$$\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A}) = 0 \quad (\text{A.12})$$

As n soluções da equação característica são os valores próprios de $\mathbf{A}$ ($\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$), também designados de modos de oscilação, por consistirem nas componentes elementares que determinam a resposta do sistema.

Os modos de oscilação podem ser reais ou complexos, mas se a matriz $\mathbf{A}$ é real os modos complexos ocorrem sempre em pares conjugados.

A resposta temporal de um modo, correspondente a um valor próprio λ_i , é determinada por um factor exponencial na forma $\exp(\lambda_i t)$. Por isso, a estabilidade do sistema é definida pelo valor próprio da seguinte forma:

- um valor próprio real corresponde a um modo não oscilatório: um valor negativo significa diminuição da amplitude da oscilação, que será tanto maior quanto o valor absoluto do modo; um valor positivo significa instabilidade.
- os valores próprios complexos ocorrem em pares conjugados e correspondem a um modo oscilatório. A componente real indica o amortecimento e a componente imaginária representa a frequência das oscilações.

Para um par complexo de valores próprios:

$$\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i \quad (\text{A.13})$$

o nível de amortecimento é dado por:

$$\zeta_i = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}} \quad (\text{A.14})$$

e a frequência das oscilações, em Hz, é dada por:

$$f_i = \frac{\omega_i}{2\pi} \quad (\text{A.15})$$

A.3 VECTORES PRÓPRIOS

Os vectores próprios, à direita $\mathbf{v}_i$ e à esquerda $\mathbf{w}_i$, de um valor próprio λ_i de uma matriz de estado $\mathbf{A}$ são definidos pelas seguintes condições:

$$\begin{aligned} \mathbf{A}\mathbf{v}_i &= \mathbf{v}_i\lambda_i \\ \mathbf{w}_i^T \mathbf{A} &= \lambda_i \mathbf{w}_i^T \end{aligned} \quad (\text{A.16})$$

As componentes do vector próprio direito $\mathbf{v}_i$ medem a actividade relativa de cada variável num modo, enquanto as componentes do vector próprio esquerdo $\mathbf{w}_i$ pesam a

relevância das condições iniciais no modo. Geralmente, as componentes do vector próprio direito designam-se na literatura anglo-saxónica como *mode shape* [5], sendo possível também encontrar autores que entendem por *mode shape* apenas as componentes de $\mathbf{v}_i$ relativas ao desvio de velocidade dos geradores [67].

A.4 FACTORES DE PARTICIPAÇÃO

O factor de participação consiste num factor adimensional que mede a relevância de uma variável de estado num modo de oscilação. Somando a participação de um conjunto de variáveis obtém-se a participação do subsistema correspondente (rotor, estator ou sistemas de regulação). Somando a participação de todos os subsistemas tem-se a participação de um gerador num modo de oscilação [5].

$$p_{ji} = w_{ji} v_{ji} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{jj}} \quad (\text{A.17})$$

A.5 OBSERVABILIDADE E CONTROLABILIDADE

Para que seja possível modificar um modo de oscilação por realimentação, a entrada escolhida tem que excitar o modo e o modo tem também que ser visível na saída [5][67]. Um modo i é controlável pela entrada j se o produto $\mathbf{w}_i^T \mathbf{B}_j$ é não nulo. O modo i é observável na saída j se o produto $\mathbf{C}_j \mathbf{v}_i$ é não nulo. A amplitude dos produtos é definida respectivamente como controlabilidade e observabilidade.

No dimensionamento de PSS, a variável de saída corresponde à entrada do controlador enquanto a variável de entrada corresponde à saída do PSS.

A.6 RESÍDUOS

A função de transferência entre u e y pode, obtida a partir de (A.9) através de algumas manipulações matemáticas, corresponde a [67]:

$$F(s) = \frac{\Delta \mathbf{y}(s)}{\Delta \mathbf{x}(s)} = \sum_{i=1}^N \frac{\mathbf{C} \mathbf{v}_i \mathbf{w}_i^T \mathbf{B}}{(s - \lambda_i)} = \sum_{i=1}^N \frac{R_i}{(s - p_i)} \quad (\text{A.18})$$

Esta expressão prova que os valores próprios da matriz de estado são os pólos de qualquer função de transferência do sistema e que os resíduos são o produto dos factores de observabilidade ($\mathbf{C} \mathbf{v}_i$) e de controlabilidade ($\mathbf{w}_i^T \mathbf{B}$) [67].

O resíduo de uma função de transferência pode ser interpretado como a sensibilidade do valor próprio (modo de oscilação) relativamente à realimentação (*feedback*) dessa função. O módulo e a fase do resíduo indicam a amplitude e a direcção do movimento do valor próprio no plano complexo.

A.7 ANÁLISE EM FREQUÊNCIA E NO DOMÍNIO DO TEMPO

A resposta em frequência de (A.18) pode ser traçada avaliando $F(j\omega)$ para um número apropriado de valores de frequência [31]:

$$F(j\omega) = \sum_{i=1}^N \frac{R_i}{(j\omega - \lambda_i)} \quad (\text{A.19})$$

A resposta no domínio do tempo $y(t)$ a um degrau é obtida aplicando a transformada inversa de Laplace [31]. Assim, tendo

$$Y(s) = F(s) \cdot \frac{1}{s} = \sum_{i=1}^N \frac{R_i}{(s - \lambda_i)} \cdot \frac{1}{s} \quad (\text{A.20})$$

resulta

$$y(t) = \sum_{i=1}^N \frac{R_i}{\lambda_i} (e^{\lambda_i \cdot t} - 1). \quad (\text{A.21})$$

Anexo B

MODELIZAÇÃO DE SEE EM ESTUDOS DE ESTABILIDADE PARA PEQUENAS PERTURBAÇÕES

A filosofia adoptada nesta dissertação para construir um modelo linear do sistema consiste em obter para cada gerador um conjunto de equações matriciais na forma canónica de espaço de estados que depois é conjugada com as equações da rede. Nas secções seguintes descreve-se sumariamente os conceitos utilizados para construir um modelo para um sistema multimáquina. Mais detalhes sobre os modelos e a sua implementação podem ser encontrados em [26][68].

B.1 MODELIZAÇÃO DOS GERADORES

Os modelos dos geradores são implementados no PSS_DIM através do seguinte conjunto de equações matriciais. O primeiro conjunto relaciona as derivadas das variáveis de estado com as variáveis de estado e as f.e.m.. O segundo conjunto relaciona as correntes com as variáveis de estado e as f.e.m..

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x}_1 \\ \vdots \\ \Delta \dot{x}_N \end{bmatrix} = A_g \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \vdots \\ \Delta x_N \end{bmatrix} + B_g \begin{bmatrix} \Delta v_d \\ \Delta v_q \end{bmatrix} \quad (\text{B.1})$$

$$\begin{bmatrix} \Delta i_d \\ \Delta i_q \end{bmatrix} = C_g \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \vdots \\ \Delta x_N \end{bmatrix} + D_g \begin{bmatrix} \Delta v_d \\ \Delta v_q \end{bmatrix} \quad (\text{B.2})$$

Numa forma mais compacta pode escrever-se:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{\mathbf{x}}_g &= \mathbf{A}_g \Delta \mathbf{x}_g + \mathbf{B}_g \Delta \mathbf{v} \\ \Delta \mathbf{i} &= \mathbf{C}_g \Delta \mathbf{x}_g + \mathbf{D}_g \Delta \mathbf{v}\end{aligned}\tag{B.3}$$

B.2 MODELIZAÇÃO DA REDE

Matriz de Admitâncias Nodais

A equação fundamental que representa o acoplamento entre os dispositivos (geradores, cargas, FACTS, etc.) ligados a uma rede é a equação das correntes nodais:

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{V}\tag{B.4}$$

É importante ter em atenção que esta equação se encontra no referencial $D-Q$ do sistema e que caso os geradores sejam representados num referencial diferente haverá necessidade de definir as matrizes de transformação adequadas.

Modelização das Cargas

As cargas foram representadas como admitâncias constantes, somando assim os valores determinados pela equação (B.5) aos elementos da diagonal da matriz $\mathbf{Y}$.

$$G_L + jB_L = \frac{P_L - jQ_L}{V_0^2}\tag{B.5}$$

Modificação da Matriz de Admitâncias

A matriz $\mathbf{Y}$ considerada em (B.4) tem dimensão $B \times B$ em que B é o número de barramentos do sistema. Contudo, tal como em estudos de estabilidade de outro tipo, também aqui é conveniente efectuar uma redução de Kron e preservar apenas os barramentos com produção. A matriz de admitâncias reduzida obtida desta forma terá então a dimensão $N \times N$, em que N é o número de geradores do sistema.

Para efectuar a transformação de referencial é necessário escrever a matriz de admitâncias em função das componentes $d-q$. A matriz de admitâncias modificada que se obtém tem assim dimensão $2N \times 2N$ [26].

$$\begin{bmatrix} I_{D1} \\ I_{Q1} \\ I_{D2} \\ I_{Q2} \\ \vdots \\ I_{DN} \\ I_{QN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{11} & -B_{11} & G_{12} & -B_{12} & \dots & G_{1N} & -B_{1N} \\ B_{11} & G_{11} & B_{12} & G_{12} & \dots & B_{1N} & G_{1N} \\ \hline G_{21} & -B_{21} & G_{22} & -B_{22} & \dots & & \\ B_{21} & G_{21} & B_{22} & G_{22} & \dots & & \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & & \\ G_{N1} & -B_{N1} & & & & G_{NN} & -B_{NN} \\ B_{N1} & G_{N1} & & & & B_{NN} & G_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{D1} \\ V_{Q1} \\ V_{D2} \\ V_{Q2} \\ \vdots \\ V_{DN} \\ V_{QN} \end{bmatrix} \quad (\text{B.6})$$

Mudança de Referencial

Escrevendo (B.6) de uma forma compacta tem-se

$$\mathbf{I}_{D-Q} = \mathbf{Y}_{D-Q} \cdot \mathbf{V}_{D-Q} \quad (\text{B.7})$$

Considerando a matriz $\mathbf{T}$ de mudança de referencial tem-se

$$\begin{aligned} V_{D-Q} &= \mathbf{T} \cdot v_{d-q} \\ I_{D-Q} &= \mathbf{T} \cdot i_{d-q} \end{aligned} \quad (\text{B.8})$$

que para pequenas perturbações conduz a

$$\begin{aligned} \Delta V_{D-Q} &= \mathbf{T} \cdot \Delta v_{d-q} + \mathbf{M}_V \Delta \mathbf{x} \\ \Delta I_{D-Q} &= \mathbf{T} \cdot \Delta i_{d-q} + \mathbf{M}_I \Delta \mathbf{x} \end{aligned} \quad (\text{B.9})$$

em que $\mathbf{M}_V$ e $\mathbf{M}_I$ correspondem à derivada de $\mathbf{T}$.

Utilizando (B.9) para eliminar $\Delta \mathbf{V}$ e $\Delta \mathbf{I}$ em (B.4) obtém-se

$$\Delta \mathbf{i} = \mathbf{K} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{L} \Delta \mathbf{v} \quad (\text{B.10})$$

com

$$\begin{aligned} \mathbf{K} &= \mathbf{T}^{-1} (\mathbf{Y}_{D-Q} \cdot \mathbf{M}_V - \mathbf{M}_I) \\ \mathbf{L} &= \mathbf{T}^{-1} \cdot \mathbf{Y}_{D-Q} \cdot \mathbf{T} \end{aligned} \quad (\text{B.11})$$

$$\mathbf{M}_v = \begin{bmatrix} v_{d1} \cos \delta_1 - v_{q1} \sin \delta_1 & \dots & 0 \\ v_{d1} \sin \delta_1 + v_{q1} \cos \delta_1 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & v_{dN} \cos \delta_N - v_{qN} \sin \delta_N \\ & & v_{dN} \sin \delta_N + v_{qN} \cos \delta_N \end{bmatrix} \quad (\text{B.14})$$

$$\mathbf{M}_i = \begin{bmatrix} i_{d1} \cos \delta_1 - i_{q1} \sin \delta_1 & \dots & 0 \\ i_{d1} \sin \delta_1 + i_{q1} \cos \delta_1 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & i_{dN} \cos \delta_N - i_{qN} \sin \delta_N \\ & & i_{dN} \sin \delta_N + i_{qN} \cos \delta_N \end{bmatrix} \quad (\text{B.15})$$

B.3 MATRIZ DE ESTADO DE UM SISTEMA

Não considerando os sistemas de regulação, a matriz de estado resulta apenas da aglomeração das matrizes do modelo de cada gerador, na forma (B.3), ligadas pelas equações algébricas correspondentes à rede de transmissão (B.10). O novo modelo multimáquina tem a forma de (B.16). As novas matrizes $\mathbf{A}_G$, $\mathbf{B}_G$, $\mathbf{C}_G$ e $\mathbf{D}_G$ são construídas colocando na diagonal principal as matrizes do modelo de cada gerador:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}_G \Delta \mathbf{x}_g + \mathbf{B}_G \Delta \mathbf{v} \\ \Delta \mathbf{i} &= \mathbf{C}_G \Delta \mathbf{x}_g + \mathbf{D}_G \Delta \mathbf{v} \end{aligned} \quad (\text{B.16})$$

Então, utilizando (B.10), é possível eliminar do sistema de equações os termos dependentes de $\Delta \mathbf{v}$ e $\Delta \mathbf{i}$ e descrever o modelo do sistema multimáquina como

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = (\mathbf{A}_G + \mathbf{B}_G \mathbf{H}) \Delta \mathbf{x} \quad (\text{B.17})$$

com

$$\mathbf{H} = (\mathbf{L} - \mathbf{D}_G)^{-1} (\mathbf{C}_G - \mathbf{K}) \quad (\text{B.18})$$

em que a matriz $\mathbf{H}$ relaciona as componentes d - q da f.e.m. com as variáveis de estado.

Com Sistemas de Controlo

O modelo de cada sistema de controlo dos geradores é descrito por

$$\begin{aligned}\Delta \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}_c \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}_c \Delta u \\ \Delta y &= \mathbf{C}_c \Delta \mathbf{x} + \mathbf{D}_c \Delta u\end{aligned}\tag{B.19}$$

em que $\mathbf{u}$ e $\mathbf{y}$ são, respectivamente os vectores das variáveis de entrada e saída do controlador. O modelo é depois incluído na matriz de estado manipulando directamente a estrutura da matriz que resulta de (B.17) [26][68].

Anexo C

DADOS DOS GERADORES E DOS SISTEMAS DE TESTE

Neste anexo caracterizam-se os sistemas de teste estudados. São apresentados os valores dos parâmetros que alimentam os modelos adoptados e os dados das redes utilizadas nos exemplos descritos. Salvo quando indicado, o valor das reactâncias é apresentado em p.u. e o valor das constantes de tempo em segundos.

C.1 GERADOR SÍNCRONO (GS)

O gerador síncrono foi representado pelo modelo clássico de sexta ordem [1] com um regulador de tensão tipo 1 do IEEE associado. Note-se que a saturação magnética, quer do gerador quer da excitatriz, foi desprezada. O gerador foi ligado à rede através de um transformador da mesma potência com reactância de 5%.

Tabela C.1 – Parâmetros do gerador síncrono e regulador de tensão

Gerador síncrono (modelo de 6ª ordem)										
T'do (s)	T"do (s)	T'qo (s)	T"qo (s)	H (s)	Xd (pu)	Xq (pu)	X'd (pu)	X'q (pu)	X"d (pu)	Xl (pu)
5.0	0.05	1.0	0.4	4.0	1.75	1.65	0.30	0.75	0.20	0.175
Regulador de tensão (modelo IEEEEX1)										
Ka (pu)	Ta (s)	V _{Rmax} (pu)	V _{Rmin} (pu)	Ke (pu)	Te (s)	Kf (pu)	Tf (s)			
20	0.055	10	-10	1	0.36	0.125	1.8			

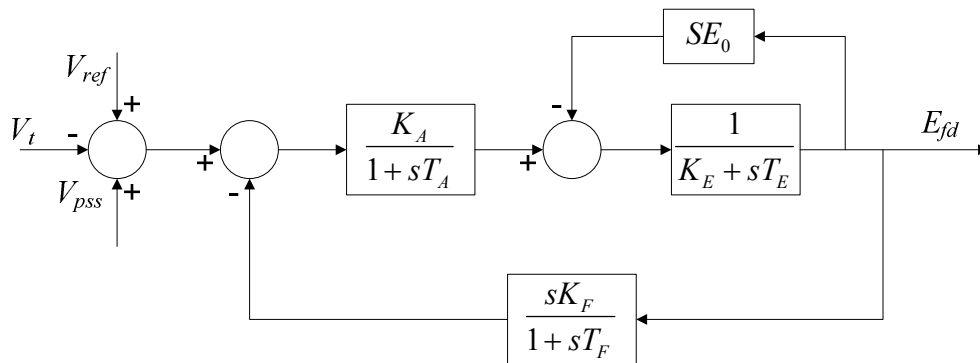


Figura C.1 – Diagrama de blocos do modelo de um regulador de tensão tipo 1 do IEEE.

C.2 AEROGERADOR DE INDUÇÃO CONVENCIONAL (GA)

O gerador de indução convencional foi representado pelo bem conhecido modelo de terceira ordem [15][16]. Os parâmetros do modelo para simulação dinâmica estão expressos em p.u. na base do gerador. Cada gerador é ligado à rede através de um transformador com as características também indicadas na tabela. Do lado AT do transformador existe ainda uma bateria de condensadores destinada a fornecer a potência reactiva necessária para a magnetização da máquina.

Tabela C.2 – Parâmetros do gerador de indução convencional

Gerador assíncrono							
Un (kV)	Pn (MW)	H (s)	Rs (pu)	Xs (pu)	Rr (pu)	Xr (pu)	Xm (pu)
0.69	0.66	2.674	0.0067	0.0943	0.0121	0.1243	3.8954
Transformador e bateria de condensadores							
Sn (MVA)		Un (kV)		Xt (%)		Bat. (Mvar)	
0.75		0.69 / 63		5		0.3	

O STATCOM associado ao parque eólico foi representado pelo modelo CSTAT, disponível no PSS^{TME}, com os parâmetros da Tabela C.3.

Tabela C.3 – Parâmetros do STATCOM

T1	T2	T3	T4	K	DROOP	V _{MAX}
1.0	1.0	1.0	1.0	125	0.05	999
V _{MIN}	I _{LMAX}	I _{CMAX}	V _{CUTOUT}	E _{limit}	X _T	A _{CC}
-999	1.2500	1.2500	0.2	1.2	0.1	0.5

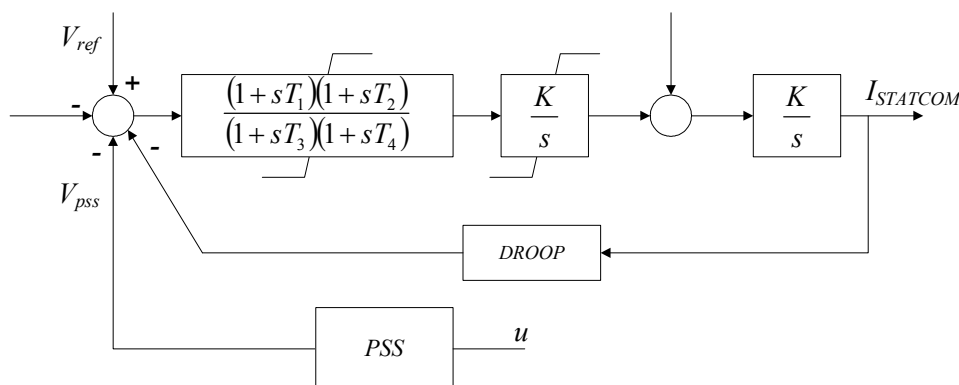


Figura C.2 – Diagrama de blocos do modelo do STATCOM.

C.3 AEROGERADOR DUPLAMENTE ALIMENTADO (DFIG)

Tabela C.4 – Parâmetros dos aerogeradores duplamente alimentados

Gerador assíncrono			
Un (kV)	Pn (MW)	Rs (pu)	Xs (pu)
0.69	0.66	0.009288	0.057761
Rr (pu)	Xr (pu)	Xm (pu)	Nº pólos
0.008040	0.097454	3.210725	4
Turbina			
Nº de pás	Raio (m)	Vel. de vento de entrada (m/s)	
3	22	4	
H (s)	Rel. caixa de vel.	Vel. de vento de saída (m/s)	
4	60	25	
Transformador e bateria de condensadores			
Sn (MVA)	Un (kV)	Xt (%)	Bat. (Mvar)
0.75	0.69 / 63	5	0.3

Assumiu-se a densidade do ar $\rho = 1.225 \text{ kgm}^{-3}$.

O coeficiente de potência da turbina determina-se com a seguinte expressão:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-12.5/\lambda_i}$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

Tabela C.5 – Ganhos dos controladores PI do conversor ligado ao rotor

Malha de potência activa			
kp1	ki1	kp2	ki2
0.10	11.29	7.96	12.50
Malha de potência reactiva			
kp3	ki3	kp4	ki4
1.76	13.49	12.50	1.76

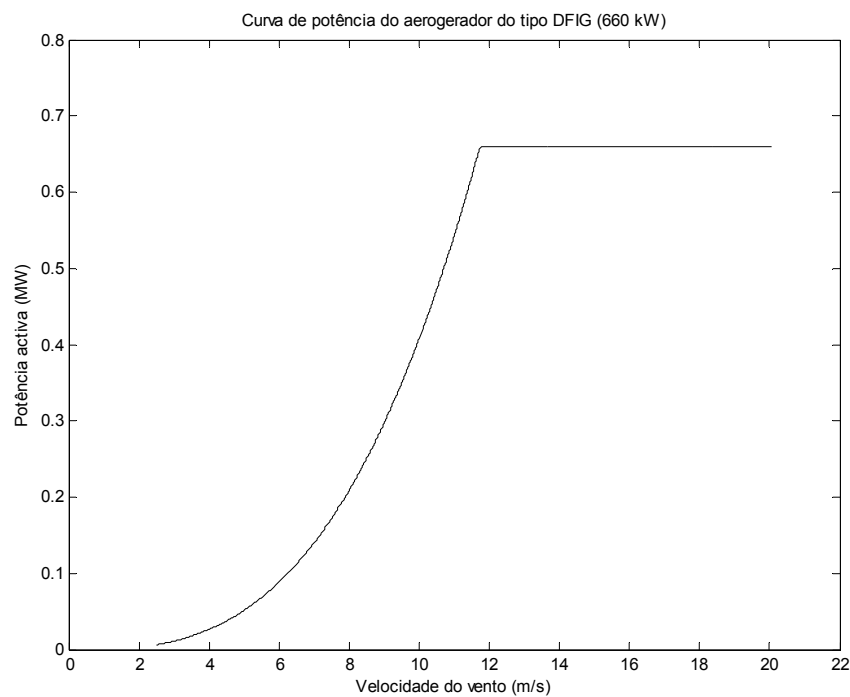


Figura C.3 – Curva de potência do aerogerador do tipo DFIG (660 kW).

C.4 SISTEMA DE TRÊS ÁREAS

Caracteriza-se em seguida o cenário de operação base do sistema de teste de três áreas. Este cenário base não considera a integração de produção eólica.

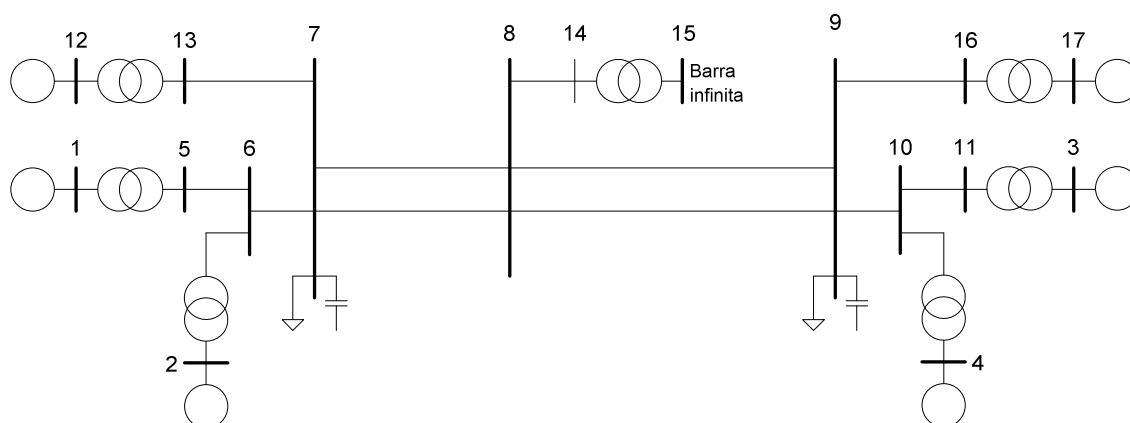


Figura C.4 – Esquema unifilar do sistema “Três áreas”

Tabela C.6 – Dados dos barramentos

Barra	Tipo	Vsp (p.u.)	Pc (MW)	Qc (Mvar)	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Qb (Mvar)
1	PV	1.03			700	121.5	
2	PV	1.01			700	81.5	
3	PV	1.03			719	117.3	
4	PV	1.01			700	60.8	
5	PQ						
6	PQ						
7	PQ		767	100			200
8	PQ						
9	PQ		1567	100			350
10	PQ						
11	PQ						
12	PQ						
13	PQ						
14	PQ						
15	REF	1.03					
16	PQ						
17	PQ						

Tabela C.7 – Dados dos ramos

Barramento <i>i</i>	Barramento <i>j</i>	Ckt	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
1	5	'1 '	0	0.0167	0
2	6	'1 '	0	0.0167	0
3	11	'1 '	0	0.0167	0
4	10	'1 '	0	0.0167	0
5	6	'1 '	0.0025	0.0250	0.0438
6	7	'1 '	0.0010	0.0100	0.0175
7	8	'1 '	0.0037	0.0367	0.0642
7	8	'2 '	0.0037	0.0367	0.0642
7	13	'1 '	0	0.0143	0
8	9	'1 '	0.0055	0.0550	0.0963
8	9	'2 '	0.0055	0.0550	0.0963
8	14	'1 '	0	0.0020	0
8	14	'2 '	0	0.0020	0
9	10	'1 '	0.0010	0.0100	0.0175
9	16	'1 '	0	0.0143	0
10	11	'1 '	0.0025	0.0250	0.0438
12	13	'1 '	0	0.0044	0
14	15	'1 '	0	0.0001	0
16	17	'1 '	0	0.0044	0

Potência de base = 100 MVA

As tabelas seguintes descrevem os factores que caracterizam o funcionamento do sistema e que foram modificados para gerar as situações de exploração estudadas.

Tabela C.8 – Escalonamento dos geradores síncronos e aerogeradores

Ger.	Cenário de escalonamento dos geradores									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	0	1	0	1	1	0	0	0	1
2	1	1	1	1	1	1	$\frac{1}{2}^1$	$\frac{1}{2}^1$	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	$\frac{1}{2}^1$	1	1	1	1
12	0	1	0	1	1	0	1	1	1	$\frac{1}{2}^1$
17	0	0	1	1	0	1	0	1	$\frac{1}{2}^1$	0

¹ Em funcionamento apenas metade do número total de máquinas do equivalente.

Tabela C.9 – Construção dos cenários de operação estudados

Carga do sistema (% da carga do cenário base)				
3/4		1		5/4
Configuração				
Configuração normal	Saída de serviço de uma das linhas entre as barras 7-8		Saída de serviço de uma das linhas entre as barras 8-9	
Regime de funcionamento dos geradores síncronos (% Pmáx)				
G2	1	0.75	1	0.75
G3	1	1	0.75	0.75
Velocidade do vento (m/s)				
G12	10	9	8	7
G17	10	14	10	8

Anexo D

APLICAÇÃO PARA ANÁLISE MODAL (PSS_DIM)

A análise modal dos sistemas foi realizada com uma aplicação desenvolvida em MATLAB designada PSS_DIM. Nesta aplicação foram implementados os modelos dos sistemas de conversão eólica desenvolvidos para este trabalho bem com os algoritmos para ajuste dos parâmetros dos estabilizadores. Neste anexo descrevem-se as funcionalidades deste programa e referem-se alguns pormenores sobre a sua utilização. São abordados os seguintes aspectos: interface com o utilizador, cálculo dos modos de oscilação, análise modal do sistema e ajuste dos parâmetros dos estabilizadores.

D.1 INTERFACE COM O UTILIZADOR

Todas as principais funções da aplicação são acessíveis ao utilizador através da linha de comandos do MATLAB. No entanto, para simplificar a análise dos resultados foi desenvolvida a interface apresentada na Figura D.1.

A interface encontra-se dividida fundamentalmente em 3 partes: barra de menus, características dos cenários considerados e apresentação de resultados. A barra de menus permite executar as diversas instruções da aplicação. O painel de apresentação das características, à esquerda, mostra uma descrição dos cenários e, para cada cenário, os geradores em funcionamento e os modos de oscilação calculados. No painel da direita são apresentados os resultados das instruções executadas.

Os dados da rede e dos modelos para simulação de comportamento dinâmico são lidos de ficheiros de texto no formato do programa PSS^{TME} desenvolvido pela Siemens PTI [23]. Foram implementados modelos para representação dos geradores síncronos,

reguladores de tensão, reguladores de velocidade, estabilizadores, geradores de indução, aerogeradores assíncronos duplamente alimentados e FACTS.

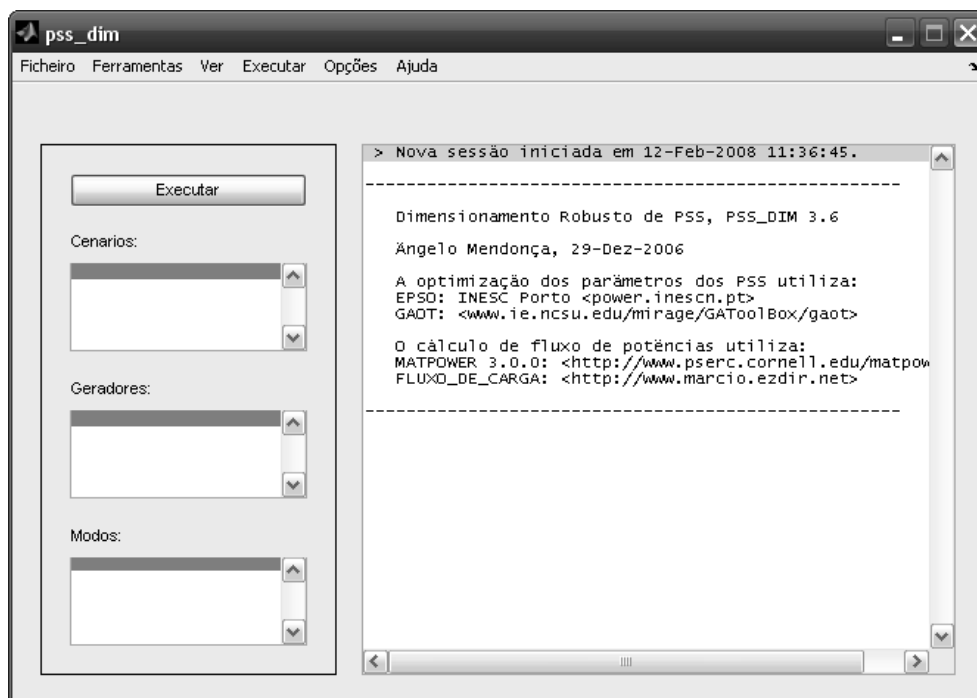


Figura D.1 – Janela da interface principal do programa.

D.2 CÁLCULO DOS MODOS DE OSCILAÇÃO

A matriz de estado do sistema é construída com a metodologia descrita nos anexos anteriores. Os modos de oscilação são determinados através dos valores próprios da matriz de estado do modelo completo do sistema. Os valores próprios são calculados utilizando a função apropriada do MATLAB. A partir dos valores próprios e vectores próprios são calculados indicadores como factores de participação e resíduos, e também factores de observabilidade e controlabilidade de grandezas associadas a geradores.

A partir dos factores de participação, a aplicação identifica o gerador associado a cada modo de oscilação (gerador com participação mais elevada), bem como a componente do modelo com maior participação. Cada componente corresponde a um conjunto de variáveis de estado relacionada entre si. As designações adoptadas pela aplicação são apresentadas na Tabela D.1.

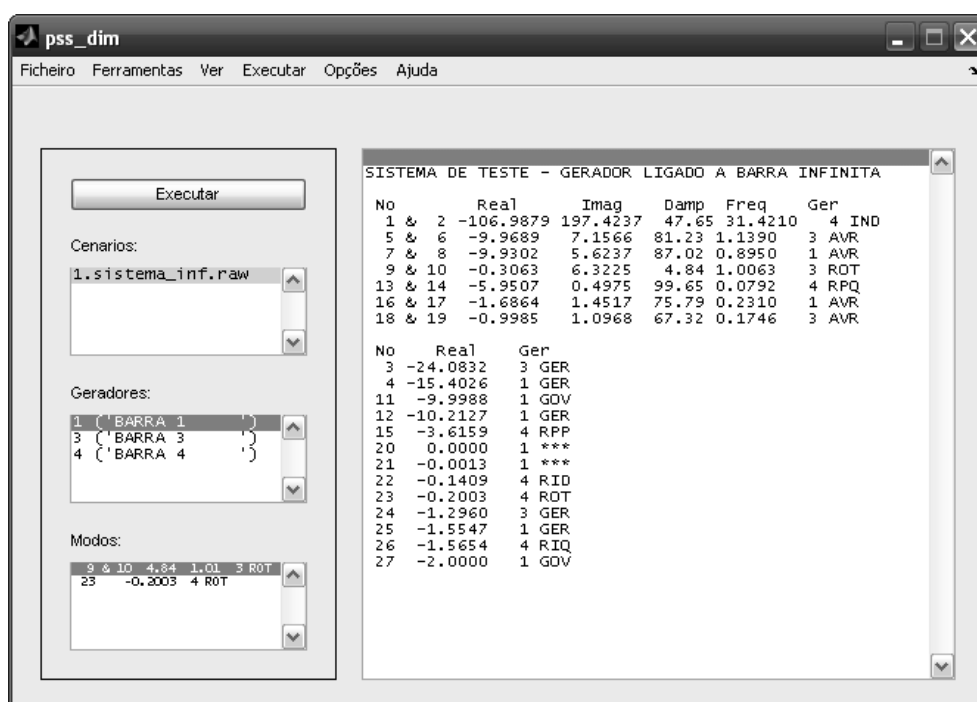


Figura D.2 – Janela de visualização dos modos de oscilação.

Tabela D.1 – Designação dos tipos de modos de oscilação

Abreviatura	Descrição
ROT	Rotor do gerador, modo electromecânico.
GER	Gerador síncrono convencional.
AVR	Sistema de excitação, regulador de tensão.
PSS	Estabilizador.
GOV	Regulador de velocidade.
IND	Gerador de indução, equações da f.e.m..
RPP	DFIG, controlador PI associado à potência activa.
RPQ	DFIG, controlador PI associado à potência reactiva.
RID	DFIG, controlador PI associado à componente d da corrente.
RIQ	DFIG, controlador PI associado à componente q da corrente.
FAC	Dispositivo do tipo FACTS (STATCOM ou SVC).

D.3 AJUSTE DOS ESTABILIZADORES

O ajuste dos estabilizadores pode ser efectuado após o cálculo dos modos de oscilação. Estão disponíveis quatro métodos, descritos na Tabela D.2, que conjugam diferentes formulações do problema e algoritmos de optimização. A selecção do método a utilizar é feita através da interface apresentada na Figura D.3.



Figura D.3 – Janela da interface para ajuste dos PSS.

Neste menu são introduzidos os dados necessários para efectuar o ajuste dos PSS para os cenários em estudo: **itmax** é o número máximo de iterações, **conta_max** é o número máximo de iterações consecutivas sem ocorrer uma melhoria da melhor solução, **método** é o algoritmo utilizado no ajuste dos parâmetros dos PSS, **pss_int** é um vector com o número dos barramentos onde estão ligados os geradores equipados com os PSS a ajustar, **modos_int** é um vector que indica os geradores associados aos modos de oscilação que se pretende amortecer, **X_min** é o vector correspondente ao valor mínimo das variáveis de controlo (parâmetros dos PSS), **X_max** é o vector correspondente ao valor máximo das variáveis de controlo **damp** é o valor especificado do amortecimento, e **freq** é a máxima variação de frequência admissível.

Tabela D.2 – Métodos implementados para ajuste de parâmetros de estabilizadores

Abreviatura	Descrição
SENS	Método de sensibilidades (ver Secção 2.7.1).
EPSO1	EPSO, minimização da soma do ganho dos PSS (ver Secção 5.4.1)
EPSO2	EPSO, maximização do amortecimento (ver Secção 5.4.2)
EPSO3	EPSO, min. da soma do ganho e da comp. de fase dos PSS (ver Secção 5.4.3)

D.4 EVOLUÇÃO TEMPORAL E ANÁLISE DE FREQUÊNCIA

A análise no domínio do tempo da resposta a uma perturbação é uma das melhores forma de avaliar o desempenho de um controlador. Esta aplicação permite, por exemplo, simular a aplicação de um degrau na referência do regulador de tensão de um gerador síncrono e analisar a evolução temporal de várias grandezas. É interessante para avaliar visualmente o nível de amortecimento das oscilações.

Esta função é executada através da interface da Figura D.4. Deve indicar-se a variável a perturbar, a variável a observar e ainda o seguinte conjunto de parâmetros: **bus_in** é o número do barramento onde se encontra ligado o gerador a perturbar, **bus_out** é um vector com os números dos barramentos onde se encontram ligados os geradores a observar, **amplitude** consiste na amplitude da perturbação, **Tfinal** é a duração da simulação, e **passo** é o passo de avaliação da função da resposta temporal.

A resposta em frequência é calculada através da interface da Figura D.5. Deve indicar-se a variável a perturbar, a variável a observar e ainda o seguinte conjunto de parâmetros: **bus_in** é o número do barramento onde se encontra ligado o gerador a perturbar, **bus_out** é um vector com os números dos barramentos onde se encontram ligados os geradores a observar, **amplitude** é amplitude da perturbação, **Ffinal** é a o valor máximo da frequência a analisar, e **passo** é o passo de avaliação da função.

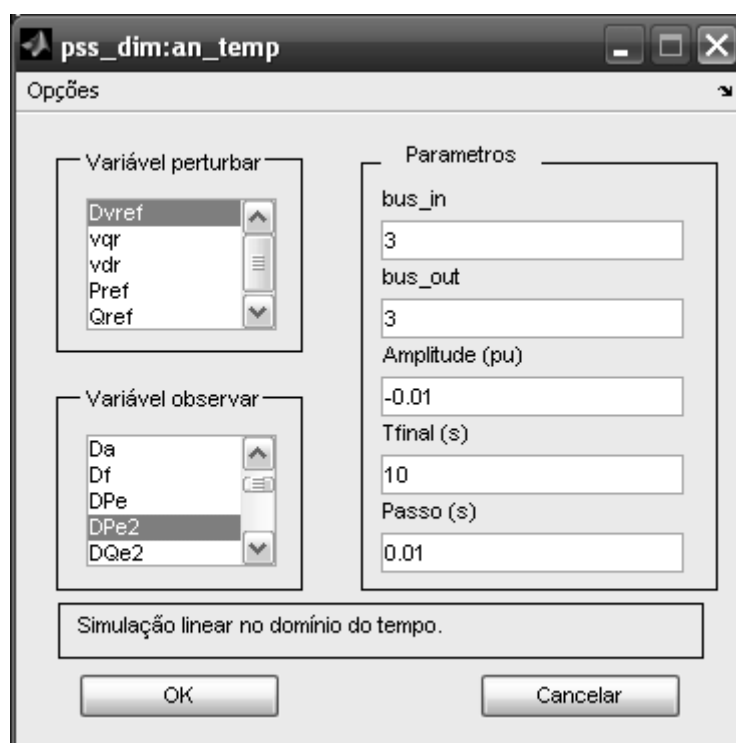


Figura D.4 – Janela da interface para simulação no domínio do tempo.



Figura D.5 – Janela da interface para análise em frequência.

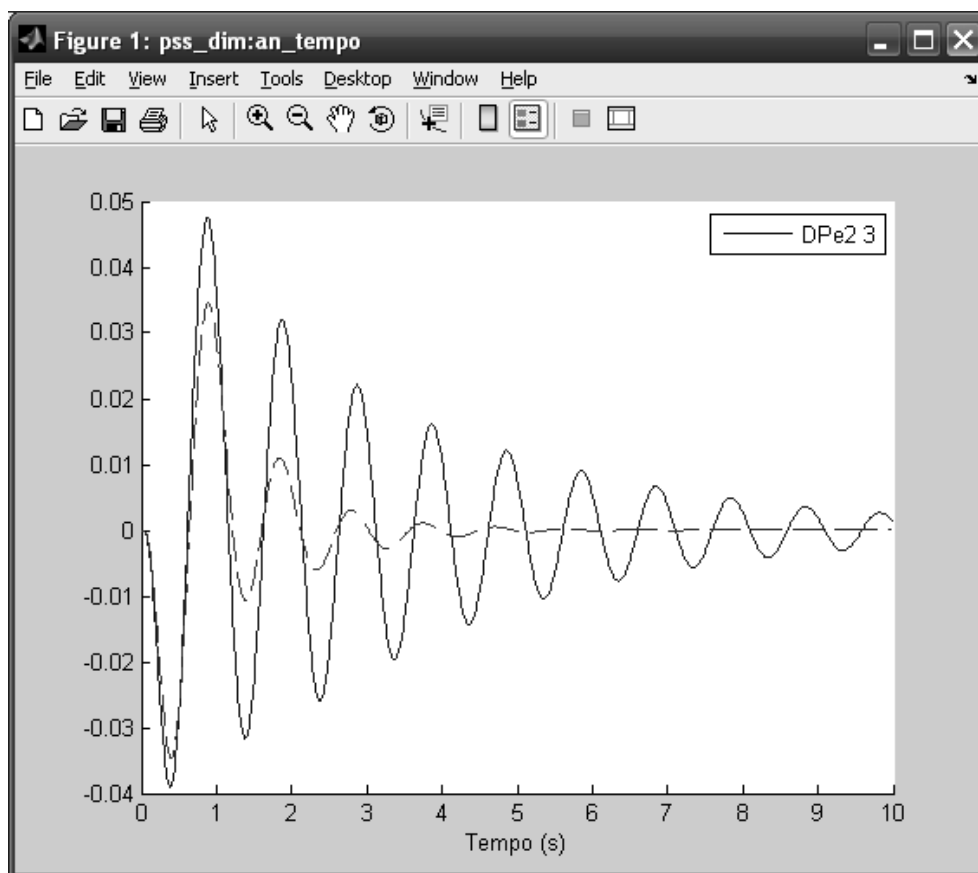


Figura D.6 – Janela de resultados de uma simulação no domínio do tempo.

Anexo E

EPSO – EVOLUTIONARY PARTICLE SWARM OPTIMIZATION

O algoritmo designado de EPSO – *Evolutionary Particle Swarm Optimization* – consiste num método de optimização de uso geral que pode ser aplicado a diversos tipos de problemas, nos quais se incluem diversos relacionados com os sistemas de energia.

O EPSO foi apresentado inicialmente em [69] e resulta da combinação de técnicas de optimização com diferentes filosofias: o método que se pode designar de PSO – *Particle Swarm Optimization* – clássico e os Algoritmos Evolucionários.

O PSO clássico tem características inspiradas no comportamento cooperativo e competitivo que se observa em muitas espécies animais, como é o caso de bandos de pássaros, cardumes de peixes ou enxames de abelhas. A comunicação e cooperação permite-lhes enfrentar melhor os problemas com que se deparam e descobrir locais que melhor satisfazem as suas necessidades. Pelo contrário, nos Algoritmos Evolucionários não existe coordenação no movimento dos indivíduos no espaço de pesquisa. A sua força reside nos processos de selecção que permitem a soluções com características superiores sobreviverem em cada geração, enquanto os processos de mutação e recombinação produzem a diversidade necessária no conjunto de soluções.

O EPSO combina as características mais interessantes destas duas abordagens. Tal como num PSO existe troca de informação entre soluções, quando estas se movem no espaço de pesquisa, e tal como num Algoritmo Evolucionário, as características das soluções são mudadas e passadas às gerações seguintes por um mecanismo de selecção.

No modelo considerado, o movimento dos indivíduos é condicionado por três factores: inércia, memória e cooperação. O primeiro factor (por vezes designado por hábito) impele o indivíduo a seguir uma trajectória concordante com a sua trajectória anterior. O segundo factor influencia o indivíduo a voltar para posições que já conhece e o terceiro factor (a partilha de informação) induz o indivíduo a movimentar-se no sentido da melhor posição conhecida pelo conjunto de todos os indivíduos.

Procedimentos Gerais do EPSO

No EPSO cada partícula (solução numa determinada fase do algoritmo) é definida por dois tipos de características: a) posição no espaço de pesquisa (valor das variáveis de controlo) e b) velocidade (função dos parâmetros estratégicos).

O esquema geral do EPSO consiste no seguinte:

- Replicação – cada partícula é replicada r vezes;
- Mutação – os parâmetros estratégicos de cada partícula são mutados;
- Reprodução – cada partícula mutada gera um descendente por recombinação;
- Avaliação – cada descendente é avaliado;
- Selecção – selecção das partículas a passar à geração seguinte.

Recombinação e Regra do Movimento

A regra geral do movimento para uma partícula $\mathbf{X}_i$ e uma nova partícula $\mathbf{X}_i^{\text{nov}}o$ é definida pelas seguintes equações [70]:

$$\mathbf{X}_i^{\text{nov}}o = \mathbf{X}_i + \mathbf{V}_i^{\text{nov}}o \quad (\text{E.1})$$

$$\mathbf{V}_i^{\text{nov}}o = \mathbf{w}_{i1}^* \mathbf{V}_i + \mathbf{w}_{i2}^* (\mathbf{b}_i - \mathbf{X}_i) + \mathbf{w}_{i3}^* (\mathbf{b}_g^* - \mathbf{X}_i) \mathbf{P} \quad (\text{E.2})$$

em que:

- $\mathbf{b}_i$ – melhor ponto encontrado pela partícula i até à actual geração;
- $\mathbf{b}_g$ – melhor ponto global encontrado pelo enxame de partículas;
- $\mathbf{X}_i^{(k)}$ – posição da partícula i na geração k ;
- $\mathbf{V}_i^{(k)}$ – velocidade da partícula i na geração k ;

- W_{i1}^* – factor de ponderação do termo correspondente à inércia;
- W_{i2}^* – factor de ponderação do termo correspondente à memória;
- W_{i3}^* – factor de ponderação do termo correspondente à cooperação;
- P – matriz de factores de comunicação.

Os termos assinalados com asterisco (*) correspondem a parâmetros sujeitos ao processo de evolução, por mutação, explicado na secção seguinte. A Figura E.1 ilustra o movimento de um indivíduo, determinado pela equação descrita.

A matriz P define a topologia da comunicação entre as partículas através de variáveis binárias, que tomam valor 1 com probabilidade p e 0 com probabilidade $(1-p)$. O valor de p controla assim a passagem de informação dentro da população, oscilando entre o modelo em estrela, em que uma partícula tem informação sobre a posição de todas as outras, e um modelo egoísta, em que não existe troca de informação entre partículas. Resultados experimentais sugerem que esta abordagem estocástica conduz em muitos casos a melhores resultados que o clássico modelo em estrela [70].

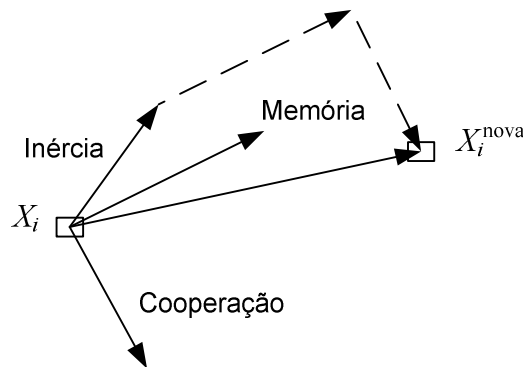


Figura E.1 – Movimento de um indivíduo influenciado pela inércia, memória e cooperação.

Mutação dos Parâmetros Estratégicos

Os parâmetros estratégicos são os que condicionam a evolução das partículas ou do algoritmo. A regra básica de mutação dos parâmetros estratégicos é a seguinte:

$$\mathbf{w}_{ik}^* = \mathbf{w}_{ik} [\log N(0,1)]^r \quad (\text{E.3})$$

em que

Log – é uma variável aleatória com distribuição lognormal derivada da distribuição normal $N(0,1)$ com média 0 e variância 1;

τ – é um parâmetro de aprendizagem, definido externamente, que controla a amplitude das mutações.

A adopção da distribuição lognormal na estratégia de mutação é habitual devido às suas características a probabilidade de um valor ser multiplicado por m é igual à probabilidade de ser multiplicado por $1/m$. Por vezes é também utilizada a forma

$$\mathbf{w}_{ik}^* = \mathbf{w}_{ik} [1 + \tau N(0,1)] \quad (\text{E.4})$$

que constitui uma aproximação de (E.3). Outra formulação descrita na literatura é

$$\mathbf{w}_{ik}^* = \mathbf{w}_{ik} + \tau N(0,1) \quad (\text{E.5})$$

Esta formulação é no entanto desaconselhada porque neste caso o valor absoluto na mutação não é sensível ao valor de $\mathbf{w}_{ik}$.

A posição da melhor partícula é também mutada com a mesma regra

$$\mathbf{b}_g^* = \mathbf{b}_g + \mathbf{w}_{i4}^* N(0,1) \quad (\text{E.6})$$

Em que $\mathbf{w}_{i4}$ é um quarto parâmetro estratégico, associado à partícula i , que controla a amplitude da vizinhança de $\mathbf{b}_g$ em é mais previsível encontrar o óptimo global do problema a resolver com o algoritmo.

Avaliação e Selecção

As partículas são avaliadas calculando o valor da função objectivo. A função objectivo representa o problema a resolver em função das variáveis de controlo que serão determinadas pelo algoritmo de optimização. Preferencialmente, as restrições devem ser consideradas implicitamente no algoritmo de forma que nunca sejam consideradas soluções inviáveis. Nos casos em que isso não seja possível a restrição pode ser incluída na função objectivo através de penalidades.

Depois de avaliadas, as partículas que passam à geração seguinte podem ser seleccionadas com uma estratégia elitista ou realizando um torneio estocástico.

Finalmente, pode afirmar-se que o EPSO consiste numa ferramenta de optimização sólida, com uma fundamentação teórica consistente, e que conduz a resultados muito satisfatórios em vários problemas.