

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO
Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores



Avaliação e Controlo de Segurança de Redes Interligadas com Grande Penetração Eólica com base em Métodos de Aprendizagem Automática

Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos

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)
e co-orientação de

Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo
(Professor Auxiliar da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto)

Porto, 2007

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar a minha gratidão a todos as pessoas que directa ou indirectamente contribuíram para a realização deste trabalho.

Em primeiro lugar, queria agradecer ao meu orientador, Professor Doutor João Abel Peças Lopes, não apenas pelo muito profissional e dedicado apoio prestado, mas também, e sobretudo, pelo incansável entusiasmo e optimismo, factores determinantes para ter conseguido levar esta tese a bom termo.

Ao co-orientador desta tese, Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo, agradeço os úteis comentários e observações que prestou sobre este trabalho.

Agradeço também ao meu colega, Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro, pela troca de ideias, pelas sugestões, pelo apoio e permanente incentivo.

Gostaria também de agradecer aos meus colegas da Unidade de Energia do INESC Porto, e em especial ao Ângelo Mendonça, pela disponibilidade demonstrada para contribuir para a realização deste trabalho.

Queria também agradecer a toda a minha família. Em especial à minha mãe e à minha sogra, pelo inestimável apoio e disponibilidade para tomar conta do meu filho, e ao meu marido pelo empenho na leitura da tese e por todo o apoio pessoal que me deu. Sem eles, todo este trabalho não teria sido simplesmente possível.

Por fim, agradeço à FCT – Fundação para a Ciência e Tecnologia, pelas Bolsas de Doutoramento que me concedeu (Bolsa SFRH/BD/4672/2001, financiada pelo POSI – Desenvolver Competências – Medida 1.2 e Bolsa SFRH/BD/25159/2005, no âmbito do POS_C – Desenvolver Competências – Medida 1.2), e ao INESC Porto – Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto – devido aos meios prestados.

RESUMO

Nesta dissertação é apresentada uma metodologia que, com base em métodos de aprendizagem automática, permite avaliar de forma rápida a segurança dinâmica de operação de áreas de controlo de sistemas eléctricos interligados que explorem elevadas penetrações de produção eólica, onde os requisitos de capacidade de sobreviver a cavas de tensão não tenham sido totalmente adoptados. Apresenta-se também um algoritmo que, com base nas mesmas técnicas, permite identificar, em ambiente de tempo real, medidas de controlo preventivo para este tipo de sistemas eléctricos. Estas medidas consistem em sugestões que apoiem os operadores, de uma determinada área de controlo, na tomada de acções que garantam que o sistema seja capaz de suportar perturbações pré-especificadas, que envolvam uma perda significativa de produção eólica, sem que sejam violados os critérios de segurança dinâmica do sistema.

Nestas metodologias, a segurança dinâmica do sistema foi avaliada atendendo à ocorrência de sobrecargas em regime quasi-estacionário, em ramos da rede de transmissão, que violem os limites definidos como aceitáveis para sobrecargas temporárias. A qualidade dos resultados fornecidos pelas metodologias propostas foi avaliada por aplicação a um problema de segurança de uma rede interligada que se criou para teste.

No sentido de obter estimativas precisas sobre a segurança do sistema, atendendo ao tipo de problema dinâmico em análise, foi testada a capacidade das redes neuronais artificiais, de modelos de regressão linear e da estrutura híbrida que resulta da utilização de modelos de regressão linear nas folhas de uma árvore de regressão.

O trabalho de investigação que conduziu à elaboração desta dissertação decorreu na FEUP (Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto) e no INESC Porto (Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto).

ABSTRACT

This thesis presents a methodology that, based on automatic learning methods, performs fast and accurate prediction of the dynamic security of interconnected power systems having an increased penetration of wind power, and where the fault ride through capabilities of these power facilities have not been entirely adopted. An algorithm is also presented that, based on the same techniques, identifies, in real-time, preventive control measures for these kinds of electrical systems. These measures consist in suggestions that are presented to the operators of a control area, in order to help them to keep the system able to withstand to pre-specified disturbances, which involve a significant and sudden loss of wind power production, without violating the system dynamic security criteria.

In these methodologies, the system dynamic behaviour was evaluated regarding to quasi-steady-state overloads in transmission lines that violate the defined security thresholds for temporary overloads. The quality of the results provided by these proposed methodologies was evaluated by applying them to a security problem of an interconnected system that was created with test purposes.

In order to obtain accurate prediction of system security, regarding to the dynamic problem under analysis, the following automatic learning techniques were applied: artificial neural networks, linear regression models and the hybrid structure that results from applying linear regression models in the leafs of a regression tree.

The research leading to this thesis was carried out at FEUP (Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto) and at INESC Porto (Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto).

RÉSUMÉ

Dans cette thèse on présente une méthodologie qui utilise des méthodes d'apprentissage automatique pour évaluer de forme rapide la sécurité dynamique d'opération de secteurs des systèmes électriques interconnectés qui intègrent des niveaux élevés de production éolienne, où les conditions de capacité de survivre à des baisses de tension à la suite de un défaut n'ont pas été totalement adoptée. On présente aussi un algorithme qui, en utilisant les mêmes techniques, permet d'identifier en temps réel, des mesures de contrôle préventif pour ce type de système électrique. Ces mesures consistent à des suggestions pour aider des opérateurs d'un dispatching à prendre des décisions qui garantissent que le système est capable de soutenir des perturbations pré-spécifiées (qui produisent normalement une perte significative de production éolienne) sans produire une violation les critères de sécurité dynamique du système.

Dans ces méthodologies, la sécurité dynamique du système a été évaluée en tenant compte des surcharges en régime quasi-stationnaire dans des branches du réseau de transmission, telles que il y aura des violations des limites définies comme acceptables comme surcharges temporaires. La qualité des résultats fournis par les méthodologies développés a été évaluée par application à un problème de sécurité sûr un réseau test.

De façon à obtenir des estimations précises sur la sécurité du système, vis à vis au problème dynamique sûr analyse, on a utilisé des réseaux de neurones artificiels, de modèles de régression linéaire et de une structure hybride qui résulte de l'utilisation de modèles de régression linéaire dans les feuilles d'un arbre de régression.

Le travail de recherche développé dans cette dissertation a eu lieu à FEUP (Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto) et à INESC Porto (Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto).

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	15
ÍNDICE DE TABELAS	19
LISTA DE ABREVIATURAS	21
NOTAÇÃO MATEMÁTICA	23
CAPÍTULO 1 : INTRODUÇÃO	25
1.1 Considerações Gerais	25
1.2 Objectivos da Dissertação	29
1.3 Estrutura da Dissertação	33
CAPÍTULO 2 : SEGURANÇA DINÂMICA DE OPERAÇÃO EM SEE COM ELEVADA PENETRAÇÃO EÓLICA	35
2.1 Introdução	35
2.2 Segurança de Operação em Sistemas Eléctricos de Energia (SEE)	37
2.3 Problemas de Segurança Dinâmica devido a Elevadas Penetrações de Produção Eólica	45
2.3.1 Caso das Redes Isoladas	47
2.3.1.1 Problemas de segurança dinâmica provocados pela produção eólica	47
2.3.1.2 Solução técnica recomendada – Sistema de controlo avançado	50
2.3.2 Caso das Redes Interligadas	57
2.3.2.1 Procedimentos actualmente adoptados para fazer face a c. c. que levem à perda de produção eólica	57
2.3.2.2 Caracterização do problema de segurança para alguns sistemas reais	59
2.3.2.3 Congestionamentos da rede de transporte provocados pela produção eólica	62
2.3.2.4 Problema de segurança dinâmico analisado	63
2.3.2.5 Monitorização do problema de segurança em análise	68
2.4 Conclusões	70
CAPÍTULO 3 : UTILIZAÇÃO DE MÉTODOS DE APRENDIZAGEM AUTOMÁTICA (AA) PARA AVALIAÇÃO DO PROBLEMA DE SEGURANÇA EM ANÁLISE	73
3.1 Introdução	73
3.2 Conceitos Gerais de Aprendizagem Automática (AA) Supervisionada	74
3.2.1 Formulação Matemática	74
3.2.2 Estimativas do Erro de Previsão	76
3.2.3 Avaliação da Capacidade de Generalização	78
3.3 Aplicação de AA Supervisionada para Avaliação de Segurança Dinâmica de SEE	81
3.4 Métodos de AA Utilizados	85
3.4.1 Redes Neurais Artificiais (ANN)	87

3.4.1.1	Estrutura de uma ANN	89
3.4.1.2	Treino de uma ANN	92
3.4.1.3	Inicialização de uma ANN	95
3.4.1.4	Comparação de desempenho entre alternativas para o vector de entradas	96
3.4.2	Modelos de Regressão Linear (LRM)	98
3.4.3	Árvores de Regressão (RT) Linear	101
3.4.3.1	Estrutura de uma RT	102
3.4.3.2	Treino de uma RT	106
3.5	Metodologia Adoptada para Obtenção de uma Estrutura de Segurança Dinâmica de AA	112
3.5.1	FASE 1 – Identificação do Problema de Segurança	112
3.5.1.1	Tipo de perturbação	113
3.5.1.2	Condições de operação a alterar entre cenários	113
3.5.1.3	Vector de variáveis de entrada candidatas	114
3.5.1.4	Índices de segurança	116
3.5.2	FASE 2 – Geração do Conjunto de Dados	121
3.5.2.1	Método de geração aplicado	121
3.5.2.2	Requisitos do conjunto de dados	123
3.5.3	FASE 3 – Treino da Estrutura de Segurança de AA	124
3.5.3.1	Normalização das variáveis de entrada e de saída	124
3.5.3.2	Seleção de características	125
3.5.4	FASE 4 – Avaliação de Desempenho	129
3.6	Conclusões	130
CAPÍTULO 4 : GERAÇÃO DE DADOS PARA UMA REDE INTERLIGADA DE TESTE		133
4.1	Introdução	133
4.2	Rede Interligada de Teste	134
4.3	Algoritmo de Geração de Dados	139
4.3.1	Fase 1 – Construção das Hipercélulas	141
4.3.1.1	Parametrização adoptada para a rede interligada de teste	144
4.3.2	Fase 2 – Método Estruturado de Monte Carlo	145
4.3.2.1	Parametrização adoptada para a rede interligada de teste	146
4.3.3	Fase 3 – Escalonamento das Máquinas Convencionais	148
4.3.4	Fase 4 - Despacho das Máquinas Convencionais	149
4.3.5	Fase 5 - Trânsito de Potências	150
4.3.5.1	Parametrização adoptada para a rede interligada de teste	150
4.3.6	Fase 6 - Simulação Dinâmica da Perturbação	151
4.3.6.1	Parametrização adoptada para a rede interligada de teste	152
4.4	Resultados Obtidos para a Rede Interligada de Teste	153

4.5	Conclusões	156
CAPÍTULO 5 : AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA DA REDE DE TESTE A PARTIR DE MÉTODOS DE AA		157
5.1	Introdução	157
5.2	Treino das Redes Neurais Artificiais (ANN)	161
5.3	Treino dos Modelos de Regressão Linear (LRM)	166
5.4	Treino das Árvores de Regressão Linear (LRT)	169
5.5	Comparação de Desempenho entre as Estruturas de AA Treinadas	175
5.6	Conclusões	178
CAPÍTULO 6 : FORNECIMENTO DE MEDIDAS DE CONTROLO PREVENTIVO		181
6.1	Introdução	181
6.2	Problema de Optimização	190
6.2.1	Considerações Gerais	190
6.2.2	Função Objectivo	192
6.2.3	Domínio das Variáveis de Controlo	194
6.2.3.1	Equação de equilíbrio para as potências activas	194
6.2.3.2	Limites, mínimo e máximo, para as variáveis de controlo	195
6.2.3.3	Restrições de segurança dinâmica	197
6.2.3.4	Outras restrições	198
6.2.4	Formulação Matemática	199
6.2.4.1	Modelo de programação linear (com restrições de segurança do tipo linear)	199
6.2.4.2	Modelo de programação não linear (com ANN como restrições de segurança)	201
6.2.4.3	Parâmetros do problema de optimização	202
6.3	Algoritmo de Controlo Preventivo	204
6.4	Medidas de Controlo Preventivo Sugeridas para uma Rede Interligada de Teste	208
6.4.1	Parametrização do Problema de Optimização para a Rede de Teste	209
6.4.1.1	Domínio das variáveis de controlo	209
6.4.1.2	Dimensão do problema de optimização	211
6.4.2	Avaliação de Desempenho dos Resultados Obtidos	212
6.4.2.1	Tempos de cálculo por cenário de operação	212
6.4.2.2	Taxa de sucesso	216
6.4.2.3	Capacidade de optimização	218
6.4.2.4	Medidas de controlo sugeridas	222
6.4.3	Validação das Medidas de Controlo Preventivo	234
6.4.3.1	Resultados da primeira solução encontrada pelo algoritmo	237
6.4.3.2	Resultados alternativos fornecidos por uma variante de ordem de mérito inferior	248
6.5	Conclusões	253

CAPÍTULO 7 : CONCLUSÕES	255
7.1 Principais Contribuições	255
7.2 Perspectivas de Desenvolvimento	260
REFERÊNCIAS	263
ANEXOS	271
ANEXO 1 : MODELO DE AGC UTILIZADO	273
A1.1 Diagrama de Blocos do AGC	273
A1.2 Condições de Operação em Regime Permanente Pós-defeito	277
ANEXO 2 : CARACTERIZAÇÃO DA REDE INTERLIGADA DE TESTE	291
A2.1 Rede de Transporte	292
A2.2 Geradores Convencionais	294
A2.3 Geradores Eólicos	302
ANEXO 3 : MODELOS DE PROGRAMAÇÃO UTILIZADOS	307
A3.1 Modelo de Programação Linear (LP)	307
A3.1.1 Formulação Matemática	307
A3.1.2 Propriedades	308
A3.1.3 Métodos de Resolução	309
A3.2 Modelo de Programação Não Linear (NLP)	309
A3.2.1 Formulação Matemática	309
A3.2.2 Propriedades	310
A3.2.3 Métodos de Resolução	311
A3.3 Modelo de Programação com Inteiros (IP)	314
A3.3.1 Formulação Matemática	314
A3.3.2 Métodos de Resolução e Propriedades	314
A3.3.2.1 Método de Branch-and-Bound (B&B)	314
A3.3.2.2 Resolução do Problema “Relaxado”	315
A3.4 Modelo de Programação por Metas (GP)	316
ANEXO 4 : MÉTODOS DE OPTIMIZAÇÃO UTILIZADOS	321
A4.1 Método Simplex	321
A4.2 Método Generalized Reduced Gradient (GRG)	321
A4.3 Método Branch-and-Bound (B&B)	323
A4.4 Opções Disponibilizadas pelo Software Utilizado	324
A4.5 Características de Desempenho Computacional	325

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Diagrama de transição de estados do sistema (adaptado de [20] e [21])	37
Figura 2.2 – Arquitectura do sistema MORECARE	52
Figura 2.3 – Tempos de execução entre operações de cálculo do sistema MORECARE	53
Figura 2.4 – Curva de tensão-tempo para definição de requisitos de fault ride through (adaptado de [11] e [26])	58
Figura 2.5 – SEE para exemplificar a definição de condições severas de operação para a carga nos ramos durante o regime quasi-estacionário de pós-perturbação	66
Figura 3.1 – Exemplo de nomograma resultante da combinação de fronteiras de segurança para 3 parâmetros	84
Figura 3.2 – Estrutura típica da unidade de uma ANN	89
Figura 3.3 – Estrutura típica de uma ANN do tipo Perceptrão Multicamada (ex. com uma camada escondida)	90
Figura 3.4 – Exemplo de funções de activação usualmente utilizadas em ANN	91
Figura 3.5 – Evolução típica dos erros de treino e de validação de uma ANN (adaptado de [49])	93
Figura 3.6 – Exemplo da estrutura de uma RT com 5 nós	103
Figura 3.7 – Divisão do nó t de uma RT	108
Figura 3.8 – Principais fases para obtenção de uma estrutura de segurança dinâmica de AA	112
Figura 3.9 – Zona de aceitação para sobrecargas temporárias em ramos de transmissão	117
Figura 3.10 – Resultados da simulação dinâmica de um c.c. aos 0 s (para a rede interligada de teste)	117
Figura 4.1 – Esquema unifilar da rede interligada de teste	135
Figura 4.2 – Capacidades instaladas e valores máx. e mín. considerados para o consumo da rede de teste	135
Figura 4.3 – Evolução temporal de Prf para a linha 2-1 (resultados da rede de teste e do modelo do PSS/E)	138
Figura 4.4 – Evolução temporal de Prf para a linha 16-6 (resultados da rede de teste e do modelo do PSS/E)	139
Figura 4.5 – Descrição funcional do procedimento automático de geração de dados implementado	141
Figura 4.6 – Ilustração das hipercélulas para um hipotético domínio de operação a três dimensões	142
Figura 4.7 – Ilustração do método de sorteio estruturado e estruturado de Monte Carlo	146
Figura 4.8 – Número de cenários de operação seguros/inseguros gerados por linha de transmissão crítica	154
Figura 4.9 – Histograma dos valores obtidos para o I(120s) de cada linha de transmissão crítica	155
Figura 5.1 – 50 erros de regressão obtidos com as alt. A e B de saídas da ANN – avaliação da linha 15-16	162
Figura 5.2 – 50 erros de regressão obtidos com as alt. A e B de saídas da ANN – avaliação da linha 15-17	162
Figura 5.3 – 50 erros de regressão obtidos com as alt. A e B de saídas da ANN – avaliação da linha 16-6	162
Figura 5.4 – 50 erros de regressão obtidos com as alt. A e B de saídas da ANN – avaliação da linha 16-18	162
Figura 5.5 – 50 erros de regressão obtidos com as alt. A e B de saídas da ANN – avaliação da linha 20-21	163
Figura 5.6 – 50 erros de regressão obtidos com as alt. A e B de saídas da ANN – avaliação da linha 14-18	163
Figura 5.7 – 50 erros de regressão obtidos com as alt. A e B de saídas da ANN – avaliação da linha 16-4	163
Figura 5.8 – Comparação de desempenho entre as alt. A e B de saídas da ANN	163
Figura 5.9 – Comparação de desempenho entre as alt. C e D de entradas da ANN	165
Figura 5.10 – Valor dos parâmetros dos LRM treinados para a rede de teste (parte 1/2)	167
Figura 5.11 – Valor dos parâmetros dos LRM treinados para a rede de teste (parte 2/2)	168
Figura 5.12 – Erros de regressão e de classificação fornecidos pelos LRM treinados para a rede de teste	168
Figura 5.13 – Erros de regressão e de classificação fornecidos pelos LRT treinados para a rede de teste	170

Figura 5.14 – Estrutura em árvore das LRT que foram treinadas para a rede de teste	171
Figura 5.15 – Estrutura em árvore das LRT que se treinaram mediante cada alt. de medidas de controlo	174
Figura 5.16 – Erros de regressão fornecidos por LRM, LRT e LRT lineares para avaliação da linha 15-16	174
Figura 5.17 – Erros de regressão e de class. fornecidos por LRM, LRT e ANN (para a rede de teste)	176
Figura 5.18 – Erros de regressão fornecidos por LRM em função do valor do índice de segurança	177
Figura 5.19 – Erros de regressão fornecidos por LRT em função do valor do índice de segurança	177
Figura 5.20 – Erros de regressão fornecidos por ANN em função do valor do índice de segurança	177
Figura 6.1 – Variantes do modelo de programação linear, pela ordem de mérito definida	205
Figura 6.2 – Variantes do modelo de programação não linear, pela ordem de mérito definida	207
Figura 6.3 – Dimensão do problema por variante do problema de optimização	211
Figura 6.4 – Tempos de cálculo de cada variante do problema de optimização	212
Figura 6.5 – Comparação de desempenho entre as variantes que utilizam LRM e ANN – Tempos de cálculo	212
Figura 6.6 – Histograma dos tempos de cálculo – variante “ANNmc2_v4relaxNcS”	213
Figura 6.7 – Histograma dos tempos de cálculo – variante “ANNmc2_v4relaxNcS” com restrições de inteiros	214
Figura 6.8 – Tempos de cálculo ao fim de cada etapa do algoritmo de controlo	215
Figura 6.9 – Análise de desempenho do algoritmo de controlo – Histograma dos tempos de cálculo	216
Figura 6.10 – Taxa de sucesso ao fim de cada etapa do algoritmo de controlo	217
Figura 6.11 – Capacidade de optimização de cada variante do problema de optimização	219
Figura 6.12 – Comparação de desempenho entre as variantes que utilizam LRM e ANN – Cap. de optimização	219
Figura 6.13 – Comparação entre as variantes que utilizam LRM e ANN – Histograma das optimizações obtidas	220
Figura 6.14 – Comparação entre variantes que utilizam LRM e ANN – Optimizações obtidas por cenário	221
Figura 6.15 – Análise de desempenho do algoritmo de controlo – Histograma de optimizações obtidas	222
Figura 6.16 – Medidas de controlo sugeridas pelo algoritmo (modificações gerais)	229
Figura 6.17 – Medidas de controlo sugeridas pelo alg. (modif. do nº de máquinas convencionais em serviço)	230
Figura 6.18 – Medidas de controlo sugeridas pelo alg. (modif. do despacho das máquinas convencionais)	231
Figura 6.19 – Medidas de controlo sugeridas pelo alg. (modif. do nº de geradores eólicos em serviço)	232
Figura 6.20 – Medidas de controlo sugeridas pelo alg. (modif. do regime de carga dos geradores eólicos)	233
Figura 6.21 – Condições de operação pré-defeito para a área de controlo 1 – situação inicial insegura	235
Figura 6.22 – Condições de operação pré-defeito para a área de controlo 1 – situação modificada	237
Figura 6.23 – Medidas de controlo sugeridas pelo algoritmo de optimização ($f(x) = 144$ MW)	238
Figura 6.24 – Avaliação de segurança das linhas de transmissão da área de controlo 1	239
Figura 6.25 – Resultados de 2 minutos de simulação dinâmica	242
Figura 6.26 – Resultados de 15 minutos de simulação dinâmica	243
Figura 6.27 – Resultados de simulação dinâmica para a situação modificada sem/com AGC	244
Figura 6.28 – Condições de operação pré-defeito para a área de controlo 1 – solução alternativa	248
Figura 6.29 – Medidas de controlo sugeridas pela solução alternativa do algoritmo ($f(x) = 733$ MW)	249
Figura 6.30 – Avaliação de segurança das linhas de transmissão da área de controlo 1 – solução alternativa	249
Figura 6.31 – Resultados de 2 minutos de simulação dinâmica – solução alternativa	250
Figura A1.1 – Diagrama de Blocos do AGC (área de controlo i)	273
Figura A1.2 – SEE para exemplificar cálculo de condições de operação em regime perm. pós-perturbação	278
Figura A2.1 – Limite máx. de produção de potência activa disponível por gerador convencional equivalente	295
Figura A2.2 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade	299

Figura A2.3 – Modelos para o regulador	299
Figura A2.4 – Modelos para a turbina	299
Figura A2.5 – Diagrama de blocos do regulador de tensão	301
Figura A2.6 – Potência nominal instalada por gerador eólico equivalente	303
Figura A2.7 – Circuito equivalente por fase de uma máquina assíncrona	305
Figura A3.1 – Exemplo de função côncava/convexa	309

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 5.1 – Repartição do conjunto de dados da rede de teste, por tipo de estrutura de AA treinada	160
Tabela 5.2 – Média e variância amostral dos erros de regressão obtidos com as alt. C e D de entradas da ANN 165	
Tabela A2.1 – Caracterização das linhas da rede de transporte	293
Tabela A2.2 – Caracterização dos transformadores da rede de transporte	293
Tabela A2.3 – Capacidade nominal das baterias de condensadores da rede de transporte	293
Tabela A2.4 – Distribuição percentual de consumos pela área de controlo 1	293
Tabela A2.5 – Capacidade e limites de produção por máquina dos geradores convencionais equivalentes	295
Tabela A2.6 – Caracterização dos transformadores de ligação de cada gerador conv. à rede de transporte	295
Tabela A2.7 – Caracterização de cada máquina instalada nos geradores convencionais equivalentes	296
Tabela A2.8 – Caracterização dos reguladores de velocidade	300
Tabela A2.9 – Caracterização das turbinas	300
Tabela A2.10 – Caracterização dos reguladores de tensão	301
Tabela A2.11 – Número de máquinas instaladas por gerador eólico equivalente	303
Tabela A2.12 – Caracterização dos transformadores de ligação de cada gerador eólico à rede de transporte	304
Tabela A2.13 – Valor nominal dos escalões da bateria de condensadores instalada por máquina dos geradores eólicos equiv.	304
Tabela A2.14 – Caracterização de cada máquina instalada nos geradores eólicos equivalentes	305
Tabela A3.1 – Exemplo de um problema de optimização	318
Tabela A4.1 – Comparação de desempenho computacional entre produtos de optimização disponibilizados pela Frontline Systems Inc.	326

LISTA DE ABREVIATURAS

AA – Aprendizagem Automática

AGC – *Automatic Generation Control* (Controlo Automático de Geração)

ANN – *Artificial Neural Networks* (Redes Neurais Artificiais)

B&B – *Branch-and-Bound*

EWEA – *European Wind Energy Association*

GRG – *Generalized Reduced Gradient*

LRM – *Linear Regression Models* (Modelos de Regressão Linear)

LRT – *Linear Regression Tree* (Árvore de Regressão Linear)

MLP – *Multilayer Perceptrons*

RNT – Rede Nacional de Transporte

RT – *Regression Tree* (Árvore de Regressão)

SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition* (Aquisição de Dados e Controlo da Instalação)

SEE – Sistema Eléctrico de Energia

UCTE – *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*

NOTAÇÃO MATEMÁTICA

Ao longo do texto desta tese é utilizada a seguinte notação matemática:

- Variável escalar: uso de letras minúsculas ou maiúsculas em *itálico* (a, b, c, A, B, C);
- Vector: uso de letras minúsculas em *itálico* e **negrito** ($\mathbf{a}, \mathbf{b}, \mathbf{c}$).

Capítulo 1:

INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A avaliação de segurança de sistemas eléctricos de energia tem como principal objectivo garantir a continuidade de serviço e a robustez de operação face à ocorrência de contingências pré-especificadas. Quando realizado em tempo real, o processo de avaliação de segurança (também denominado monitorização de segurança) incide sobre o estado de operação actual do sistema, exigindo assim a utilização de ferramentas computacionais que realizem avaliação de segurança em tempos muito curtos. A realização de monitorização de segurança será necessária, sempre que as condições de operação que o sistema tem em tempo real (como as relativas aos perfis de consumo/produção, à estrutura da rede ou às contingências com maior risco de ocorrência) sejam consideravelmente diferentes das que tenham sido previstas durante a fase de planeamento ou de definição dos cenários de exploração. Tradicionalmente, a monitorização de segurança recorre ao cálculo de trânsito de potências para realizar avaliação de segurança em regime estacionário, ou seja, para garantir que não são violados os limites definidos como aceitáveis para as condições de operação em regime permanente (tal como para a tensão de serviço nos barramentos e trânsito de potências nos ramos) na sequência da saída de serviço de componentes do sistema.

A avaliação de segurança dinâmica consiste em verificar se não são violados os limites definidos como aceitáveis para as condições de operação associadas ao comportamento dinâmico do sistema, na sequência da ocorrência de perturbações. Estes limites estão associados à gama de valores admissíveis para o comportamento transitório da frequência ou para a sobrecarga temporária de ramos da rede, ou ainda, aos limites que garantem a não ocorrência de problemas de estabilidade transitória, de pequeno sinal ou de tensão. Normalmente, para realizar este tipo de avaliações recorre-se à utilização de ferramentas analíticas convencionais, onde se aplicam métodos numéricos para a resolução de modelos analíticos completos do sistema que sejam apropriados para a simulação dos fenómenos

dinâmicos em análise. Estas ferramentas exigem geralmente elevados tempos de cálculo, pelo que se torna um verdadeiro desafio a sua aplicação em tempo real. Para dar uma ideia deste tipo de restrição temporal, refira-se o trabalho apresentado em [12], onde se descreve a obtenção de tempos de cálculo com um valor médio da ordem dos 40 minutos para a execução da simulação dinâmica de 20 segundos da operação da rede de transporte portuguesa através do programa PSS/E [1] (*Power System Simulator for Engineering Program*) da Shaw PTI (*Shaw Power Technologies Inc.*). Por outro lado, os tempos exigidos para a avaliação de segurança em tempo real andam na ordem dos minutos (entre 5 a 15 minutos, de acordo com [2]), sendo, durante esse período, necessário avaliar a segurança do sistema para muitas perturbações. Atendendo a estas restrições temporais, a avaliação de segurança dinâmica tem sido conduzida em modo de estudo, durante a fase de planeamento ou de treino de operadores, em que o desempenho em regime estacionário e dinâmico das condições de operação previstas para o sistema num futuro próximo é exaustivamente determinado. Neste processo são utilizadas ferramentas analíticas convencionais que simulam o comportamento do sistema, para cenários extremos de operação pré-estabelecidos, face à ocorrência de um conjunto seleccionado de situações de contingência. Desta análise são retiradas regras para o dimensionamento e operação do sistema que visam a sua gestão com as melhores condições de economia e segurança possíveis.

Com a rápida evolução que se tem vindo a sentir nos últimos anos no sector eléctrico, tem-se criado um conjunto de factores que exigem um maior rigor no processo de avaliação de segurança. De entre estes factores, salientam-se a emergente criação de mercados abertos de electricidade, o crescente aumento da integração de produção distribuída¹ e em particular a partir de energia eólica e, finalmente, as novas exigências regulamentares de qualidade de serviço impostas às empresas do sector eléctrico.

No que concerne à criação de mercados de electricidade, tal como se descreve em [2], esta situação traduz-se numa diminuição das margens de segurança dos sistemas eléctricos, como consequência do crescente número de agentes detentores dos sistemas de produção e de transmissão de energia eléctrica (tradicionalmente geridos por monopólios públicos detentores

¹ A terminologia *produção distribuída* ou *dispersa* está associada a instalações de produção que se encontram ligadas directamente às redes de distribuição e que são, usualmente, geridas por entidades distintas dos operadores dessa rede.

do sistema de produção, transporte e distribuição), levando a uma dificuldade acrescida em realizar, de uma forma integrada, o planeamento e exploração do sistema.

A actual tendência para o crescimento generalizado da integração de produção distribuída a partir de energias renováveis e de cogeração (designada, na legislação portuguesa, Produção em Regime Especial ou PRE) conduz a uma situação caracterizada por uma maior incerteza resultante da dificuldade de previsão dos cenários de produção. Tal resulta, em parte, da implementação da Directiva Europeia 2001/77/EC de promoção da produção de electricidade a partir de energias renováveis, onde se requer prioridade para a produção proveniente de energia renovável, sendo, por isso, a rede receptora obrigada a receber a energia eléctrica produzida por estas unidades de produção. De referir ainda que, actualmente, tem havido uma aposta clara na produção de electricidade a partir de energia eólica, de onde resulta:

- um agravamento da incerteza associada à previsão de cenários de produção, uma vez que a geração eólica depende das condições de vento que se fazem sentir em cada instante, e que têm uma característica de intermitência e de previsão limitada;
- a necessidade de se considerarem novos tipos de perturbações que podem pôr em causa a segurança dinâmica do sistema (assunto detalhado no Capítulo 2).

Por último, o crescimento dos consumos de electricidade, a dificuldade de construção de infra-estruturas de transporte (fortemente condicionada por razões ambientais), e a liberalização do sector eléctrico, são factores que têm contribuído para que as redes de transporte dos sistemas interligados venham a ser exploradas cada vez mais próximas dos seus limites. Efectivamente, estes factores podem conduzir ao aparecimento de congestionamentos nos corredores de interligação das redes de transporte dos sistemas interligados que, até então, tinham essas interligações dimensionadas com o principal objectivo de disponibilizar apoio entre redes vizinhas. Perante esta situação, os operadores dos sistemas tenderão a adoptar medidas que maximizem a utilização dos recursos já existentes, de modo a adiar, o mais possível, a realização de novos investimentos tais como os que resultam da criação de reforços ou de extensões da rede.

Uma forma que tem sido utilizada para se tentar responder à crescente necessidade de realizar avaliação de segurança dinâmica em tempo real, consiste na utilização de ferramentas analíticas convencionais através de sistemas de computação distribuída, tais como os que se

descrevem em [2] e [3]. Uma outra forma de tratar o problema, e que permite uma redução drástica dos tempos de cálculo fornecidos pelas aplicações de avaliação de segurança dinâmica em tempo real, consiste na utilização de métodos de aprendizagem automática (denominados, na literatura anglo-saxónica, *automatic learning methods*). Através da aplicação destes métodos, é possível obter estruturas de segurança que, tendo como entrada um conjunto de condições de operação relevantes (geralmente escolhidas de entre as que se disponibilizam pelo módulo de estimação de estado), são capazes de realizar, com tempos de cálculo muito reduzidos, inferência sobre o comportamento dinâmico do sistema face à ocorrência de perturbações. Em [4] pode encontrar-se um estado da arte sobre os trabalhos realizados nesta matéria até ao ano de 1993.

Para além da vantagem da eficiência computacional, os métodos de aprendizagem automática (AA) podem ser explorados para o fornecimento de sugestões, de uma forma automática e rápida, sobre as acções de controlo a tomar no caso de se considerar que o sistema se encontra num ponto de operação inseguro. Estas sugestões poderão ser de grande valia para apoiar os operadores dos sistemas a tomar decisões em tempo real. Na literatura (ex: trabalhos descritos da referência [70] à [76]) podem encontrar-se diversos trabalhos onde se recorre a métodos de AA para o fornecimento, de forma automática e em ambiente de operação real, de medidas de controlo preventivo, atendendo a diversos problemas de segurança dinâmica.

Salienta-se que as duas linhas de acção atrás descritas para realizar avaliação de segurança dinâmica em tempo real, de resolução de modelos analíticos convencionais através de sistemas de computação distribuída e de utilização de métodos de AA, não são divergentes. Efectivamente, os dois tipos de abordagem poderão ser utilizadas, de forma complementar, de modo a combinar as vantagens que cada um fornece. Em especial, uma vez que os modelos analíticos convencionais têm a vantagem de ser mais precisos, poderão ser úteis para a geração de dados para treino das estruturas de segurança de AA, bem como para a validação, em tempo real, dos resultados obtidos a partir da aplicação de métodos de AA.

Como exemplo do desenvolvimento e integração com sucesso de ferramentas informáticas que recorrem à aplicação de métodos de AA para realizar avaliação de segurança dinâmica em centros de controlo de sistemas eléctricos reais, referem-se os trabalhos descritos em [5], [6] e [7]. Todos estes trabalhos decorreram no âmbito de projectos Europeus de investigação e

desenvolvimento, de parceria entre centros de investigação e operadores de redes eléctricas isoladas com intenção de instalar elevados volumes de produção renovável (e, em especial, a partir de geração eólica). O principal objectivo destes trabalhos consistiu em desenvolver um centro de controlo especialmente concebido para apoiar os operadores de redes eléctricas isoladas a obter uma exploração eficiente dos seus sistemas de produção, nomeadamente através da maximização da produção de electricidade a partir das centrais renováveis instaladas, sem perda de segurança do sistema. De entre as funcionalidades desenvolvidas para esses centros de controlo, implementaram-se diversas aplicações de avaliação de segurança dinâmica com base em métodos de AA. Estas aplicações tiveram como objectivo evitar problemas relacionados com o comportamento transitório da frequência atendendo a um conjunto de perturbações pré-especificadas, incluindo as que resultam da exploração do sistema com elevados volumes de produção eólica.

1.2 OBJECTIVOS DA DISSERTAÇÃO

Os trabalhos desenvolvidos na presente dissertação tiveram como principal objectivo estender a metodologia de avaliação de segurança dinâmica que recorre a métodos de AA, que foi amplamente explorada nos projectos de investigação atrás referidos para os sistemas eléctricos isolados, ao caso dos grandes sistemas eléctricos interligados com elevadas penetrações de produção eólica. Atendendo a diferentes aspectos construtivos e de exploração deste tipo de sistemas, as perturbações resultantes da integração de elevados volumes de produção eólica geram novos tipos de problemas de segurança dinâmica para os quais se torna urgente desenvolver ferramentas que sejam capazes de realizar avaliação de segurança em tempo real. Efectivamente, com a elevada taxa de crescimento que se tem verificado da potência eólica instalada nas redes de transporte e de distribuição dos sistemas eléctricos interligadas, verificou-se que certas perturbações podem conduzir a problemas de segurança dinâmica nestas redes. Mais concretamente, se ocorrer um curto-circuito em determinadas zonas críticas da rede de transporte, as quedas de tensão provocadas pelo defeito levarão à actuação dos relés de mínimo de tensão instalados nos parques eólicos que estejam em operação nas proximidades do defeito e que não disponham da capacidade de sobreviver a

cavas de tensão. Da experiência de operação de sistemas eléctricos reais e de estudos efectuados sobre estes sistemas, observou-se que este tipo de perturbação poderá levar à perda de segurança do sistema eléctrico por o volume de produção eólica perdida poder atingir valores que ultrapassam as margens de segurança usualmente adoptadas (ex: trabalhos que se descrevem em [9], [11] e [12]). Como problemas dinâmicos que poderão ser despoletados por este tipo de perturbações salientam-se os seguintes:

- Problemas de estabilidade transitória;
- Congestionamentos importantes em ramos da rede de transporte, que ultrapassem os limites de operacionalidade definidos como aceitáveis para sobrecargas temporárias em ramos de transmissão (como consequência da acção dos sistemas de regulação primária provocar, nos primeiros segundos após a perturbação, que o aumento de produção convencional necessário para compensar a perda de produção eólica sentida ocorra, na sua maior parte, nas máquinas das áreas de controlo vizinhas à área onde se deu a perda de produção).

As medidas que têm sido encontradas pelos operadores das redes de transporte, para tentar contornar estes problemas têm consistido por passar a exigir capacidades de *fault ride through* para os novos geradores eólicos que pretendam entrar em serviço, bem como por definir planos de reforço e de expansão das redes de transporte. Contudo, é opinião da autora da presente tese que, uma opção que poderá evitar muitos custos associados à adopção destas medidas corresponderá à integração, nos centros de controlo, de ferramentas computacionais que permitam realizar, em intervalos de tempo muito curtos, funções de avaliação de segurança dinâmica atendendo a perturbações eólicas que possam colocar em risco a segurança de operação dos sistemas interligados.

Tendo a capacidade de aplicação de métodos de AA sido já amplamente estudada em muitos trabalhos de investigação para avaliar problemas de estabilidade transitória (tal como os que se referem em [4]), o presente trabalho focou-se em avaliar a capacidade destas técnicas para efectuar avaliação de segurança atendendo a problemas de sobrecarga temporária em ramos da rede de transporte. Este desempenho foi avaliado por aplicação a um sistema interligado de teste, que foi criado no sentido de se obter um caso de estudo que reflectisse os procedimentos de dimensionamento que são usualmente adoptados. Esta investigação incidiu na avaliação da segurança de operação de uma determinada área de controlo, na sequência da

ocorrência de um defeito que provoque uma súbita perda de produção eólica nessa área de controlo.

Fez também parte dos objectivos desta tese explorar as estruturas de segurança, que se extraíram por aplicação de técnicas de AA, para o desenvolvimento de metodologias que sejam capazes de sugerir, em ambiente de tempo real, medidas de controlo preventivo a adoptar, para evitar a ocorrência do tipo de problema de segurança em análise.

Para a avaliação deste problema de segurança, foi considerada a acção dos sistemas de controlo automático da geração (AGC), por se supor que esta corresponde a uma acção que tem uma influência não desprezável no comportamento dinâmico da intensidade de corrente que percorre os ramos de transmissão. As condições de carga nos ramos foram avaliadas mediante o pressuposto de que, durante o período de pós-perturbação em análise, o sistema eléctrico está apenas sujeito a acções de controlo automáticas, não sendo consideradas quaisquer acções de carácter manual. Não se considerou a possibilidade de ocorrência de sobrecargas no novo regime permanente de pós-perturbação, por se admitir que as redes de transporte estão devidamente dimensionadas para satisfazer os próprios consumos, para todos os cenários possíveis de despacho, quer em situações de operação normal, quer em situações de contingência $n-1$. Partindo deste pressuposto, mesmo que no novo regime permanente de pós-perturbação, definido pelos sistemas de controlo automático, ocorram congestionamentos da rede de transmissão (os quais serão provocados por a perda de produção eólica sentida ser muito superior à reserva girante secundária disponível na área de controlo), estes serão eliminados através das acções que será necessário efectuar, ao nível das reservas terciárias, para restabelecer o balanço de potências trocadas nas interligações.

No sentido de obter estimativas precisas sobre a segurança do sistema, atendendo ao tipo de problema dinâmico em análise, foi testada a capacidade das redes neuronais artificiais (ANN – *Artificial Neural Networks*), de modelos de regressão linear (LRM – *Linear Regression Models*) e da estrutura híbrida que resulta da utilização de modelos de regressão linear nas folhas de uma árvore de regressão (técnica que se denomina, neste trabalho, árvores de regressão linear ou LRT).

Optou-se, à partida, por recorrer à aplicação de redes neuronais artificiais (ANN), atendendo à já demonstrada superioridade deste tipo de método de AA no fornecimento de estimativas precisas sobre a segurança de exploração de sistemas eléctricos, para outro tipo de problemas dinâmicos. Como exemplos de trabalhos onde se chegou a esta conclusão, podem referir-se os que se publicam em:

- [5] (Projecto aplicado à rede de Lemnos, 1996) e [36] (Projecto MORECARE, 2002), no âmbito da avaliação de segurança das redes eléctricas isoladas que exploram elevadas penetrações de produção eólica atendendo a problemas relacionados com o comportamento transitório da frequência;
- [34] (F. Fernandes, 2001), no âmbito da análise de problemas de estabilidade da tensão;
- [42] (L. Wehenkel et al., 1995), no âmbito da análise de problemas de estabilidade transitória.

O comportamento dinâmico em estudo ocorre durante um intervalo de tempo, do período de pós-perturbação, que ultrapassa o regime transitório. Desta forma, corresponde a um horizonte temporal no qual as grandezas do sistema eléctrico têm uma evolução que, quando comparada com as evoluções temporais que ocorrem durante o regime transitório, se pode considerar como sendo lenta e como contendo variações suaves. Atendendo a esta particularidade, será relevante supor que a relação existente entre as condições de operação que caracterizam o regime estacionário de pré-perturbação e o comportamento dinâmico em análise tenha uma relação que não seja altamente não-linear. Partindo desta hipótese, fizeram também parte dos objectivos da presente tese, testar a capacidade dos modelos de regressão linear (LRM) em avaliar a segurança dinâmica do sistema, atendendo à atractiva possibilidade de assim se criarem restrições de segurança dinâmica do tipo linear. De facto, a obtenção deste tipo de restrições possibilitou a implementação, no âmbito do presente trabalho, de um algoritmo que identifica medidas de controlo preventivo com base na resolução de problemas de optimização do tipo linear através da aplicação do método *Simplex*, aproveitando-se assim as vantagens resultantes da utilização deste método de optimização, quer em termos de eficiência computacional, quer em termos da capacidade de atingir o óptimo global.

No mesmo contexto e com o objectivo de se utilizarem restrições de segurança dinâmica do tipo linear mais precisas, testou-se a capacidade de avaliação de segurança das árvores de

regressão linear (LRT). Esta opção baseou-se nos trabalhos apresentados em [62] (L. Torgo, 1997) onde, no contexto da aplicação genérica de métodos de AA supervisionada, como medida para melhorar a capacidade de previsão que resulta do uso isolado das árvores de regressão (RT) clássicas (apresentadas em [30] por Breiman et al., 1984) ou de modelos de regressão linear, se sugere um modelo híbrido que resulta da utilização de modelos de regressão linear nas folhas de uma RT.

Não é do conhecimento da autora da presente tese a existência de outros trabalhos que tenham testado a capacidade das RT com modelos de regressão linear nas folhas para realizar avaliação de segurança em sistemas eléctricos, pelo que este corresponderá também a um dos objectivos da presente dissertação.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está estruturada da forma que se descreve a seguir. No Capítulo 2 é efectuada uma exposição do contexto em que inserem os trabalhos que foram desenvolvidos na presente tese, sendo feita a distinção entre os problemas de segurança dinâmica que podem ocorrer, devido à exploração de elevados volumes de produção eólica, em sistemas eléctricos isolados e interligados. Para o caso dos sistemas eléctricos isolados, é descrita a estratégia que tem vindo a ser seguida pelos trabalhos de investigação, no sentido de integrar funções de avaliação de segurança dinâmica com recurso a métodos de AA, visando obter uma exploração económica e segura deste tipo de sistemas eléctricos. Para o caso dos sistemas eléctricos interligados, descreve-se o tipo de acções que tem vindo a ser adoptado para fazer face aos problemas de segurança dinâmica introduzidos pela produção eólica. Nesta descrição, é dado destaque à análise do problema concreto da possibilidade de ocorrência de sobrecargas temporárias importantes em ramos de transmissão, como consequência da ocorrência de súbitas perdas de produção eólica.

No Capítulo 3 descreve-se a metodologia que foi seguida, no presente trabalho, para a obtenção de estruturas de segurança de AA que realizem avaliação de segurança do problema dinâmico em análise. Neste capítulo, é dado destaque à descrição das técnicas de AA que

foram utilizadas para a obtenção de estruturas capazes de realizar avaliação de segurança da rede interligada de teste criada.

O Capítulo 4 é dedicado à caracterização da rede interligada de teste criada e à descrição do procedimento que foi desenvolvido, no âmbito do presente trabalho, para a geração de um conjunto representativo de cenários de operação pré-analisados para este sistema eléctrico.

No Capítulo 5 apresentam-se os resultados que foram obtidos, relativamente ao desempenho das estruturas de avaliação de segurança que se treinaram, por aplicação de técnicas de AA, para avaliar de forma rápida a robustez de exploração do sistema interligado de teste, para uma perturbação pré-especificada.

O Capítulo 6 descreve a metodologia que foi seguida para a desenvolvimento de um algoritmo que seja capaz de sugerir, em ambiente de tempo real, medidas de controlo preventivo para áreas de controlo de sistemas eléctricos interligados que explorem elevadas penetrações de produção eólica, onde os requisitos de capacidade de sobreviver a cavas de tensão não tenha sido totalmente adoptado. Neste capítulo, a qualidade dos resultados obtidos pelo algoritmo proposto é ilustrada por aplicação ao problema de segurança que se analisou, no Capítulo 4 e Capítulo 5, para a rede interligada de teste.

Finalmente, no Capítulo 7 resumem-se as principais conclusões e contribuições que foram alcançadas com o presente trabalho, terminando com sugestões que se consideram relevantes para desenvolver em trabalhos futuros.

Capítulo 2: SEGURANÇA DINÂMICA DE OPERAÇÃO EM SEE COM ELEVADA PENETRAÇÃO EÓLICA

2.1 INTRODUÇÃO

Na sequência do cumprimento de compromissos internacionais estabelecidos em matéria de limitação das emissões dos gases que provocam efeito de estufa, em especial como resultado do protocolo de Kyoto, e na tentativa de reduzir a dependência energética externa, nos últimos anos tem-se observado um aumento significativo da produção de electricidade a partir de energias renováveis e, em particular, a partir de energia eólica.

Já em 2001, a União Europeia produzia cerca de 6% da energia anual a partir de fontes renováveis, planeando duplicar este valor até 2010. De entre as fontes de energia renováveis, é dado destaque à energia eólica, não apenas por se tratar de uma fonte de energia limpa, livre e inesgotável, mas também por fornecer baixos custos de exploração e sem os riscos associados ao progressivo crescimento do preço do petróleo e gás natural. De facto, tem-se observado, nos últimos anos, uma elevada taxa de crescimento da potência eólica instalada nos sistemas eléctricos, sendo de salientar o caso do sistema eléctrico interligado da UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*) o qual, já em 2004, era detentor de cerca de 2/3 da potência eólica instalada em todo o mundo. De acordo com a Directiva Europeia de promoção da produção de electricidade a partir de energias renováveis (*European Directive 2001/77/EC*), espera-se que a produção eólica instalada na Europa venha a crescer de 41 GW em 2005 para quase 67 GW em 2008. A projecção da EWEA (*European Wind Energy Association*) é de que esta capacidade cresça de 34 GW em 2004 para 180 GW em 2020. No caso particular de Portugal, como consequência da mesma Directiva Europeia, espera-se que venha, até ao ano de 2010, a instalar no seu sistema eléctrico mais de 4 GW de potência eólica, num cenário em que se prevê um consumo em horas de ponta da ordem de 10 GW. De acordo com [8] (*European Transmission System Operators*), prevê-se que, a seguir à Alemanha, a

potência eólica instalada na península ibérica seja, em 2008, superior à de todos os restantes países da Europa continental.

Atendendo a estas metas de produção eólica a instalar, com características de operação muito diferentes das provenientes das centrais convencionais, muitos estudos têm vindo a ser feitos (refiram-se, como exemplo, os que se descrevem de [8] a [17]) para avaliar até que ponto os sistemas de transporte e de distribuição são capazes de operar com elevadas parcelas de produção eólica sem perda de qualidade de serviço e segurança de operação, e para a definição dos requisitos tecnológicos, de operação e regulamentares futuros a tomar de modo a facilitar essa integração. Em termos da avaliação de segurança dinâmica, os estudos têm incidido essencialmente sobre o comportamento dos sistemas eléctricos na sequência da ocorrência de perturbações que provoquem a perda de elevados volumes de produção eólica.

No presente capítulo são descritos os tipos de problemas de segurança dinâmica que podem ocorrer como resultado deste tipo de perturbações, sendo feita a distinção entre os sistemas eléctricos isolados e os grandes sistemas eléctricos interligados.

Para o caso dos sistemas eléctricos isolados que exploram elevados volumes de produção eólica, é descrita a estratégia que tem vindo a ser seguida pelos trabalhos de investigação (e, em particular, a adoptada para a implementação do projecto MORECARE [7]), no sentido de integrar funções de avaliação de segurança dinâmica com recurso a métodos de aprendizagem automática, visando obter uma exploração económica e segura deste tipo de sistemas eléctricos. Com esta descrição pretende-se exemplificar as potencialidades existentes em aplicar métodos de aprendizagem automática para realizar funções de avaliação de segurança dinâmica de sistemas eléctricos.

Para o caso dos sistemas eléctricos interligados, é feita uma descrição do tipo de acções que tem vindo a ser adoptado para fazer face aos problemas de segurança dinâmica introduzidos pela produção eólica. Nesta descrição, é dado destaque à avaliação da segurança deste tipo de sistemas, atendendo ao problema concreto da possibilidade de ocorrência de sobrecargas temporárias importantes em ramos de transmissão, provocadas por súbitas perdas de produção eólica. Previamente a estas análises, é feita uma descrição dos procedimentos gerais que são usualmente adoptados para garantir a segurança de operação de um sistema eléctrico.

2.2 SEGURANÇA DE OPERAÇÃO EM SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA (SEE)

Em termos gerais, a avaliação de segurança de um sistema eléctrico consiste na análise da capacidade que o sistema tem para suportar qualquer perturbação credível, sem que ocorra a violação de nenhum dos seus critérios de funcionamento e segurança, e em particular, interrupções de serviço. Faz também parte desta função, a definição de medidas de acção a tomar, sempre que se considere que o sistema não se encontra num ponto de operação seguro.

Para compreender melhor esta última definição, na Figura 2.1, apresenta-se um diagrama que resume os possíveis estados de um sistema eléctrico, tal como foi definido por DyLiacco [18], e posteriormente melhorado por Fink e Carlsen [19], através da introdução de acções de transição entre estados. Pode encontrar-se este diagrama em muitos dos livros de análise de sistemas eléctricos de energia, notando-se assim a sua importância como referência para a descrição dos procedimentos de exploração usualmente praticados.

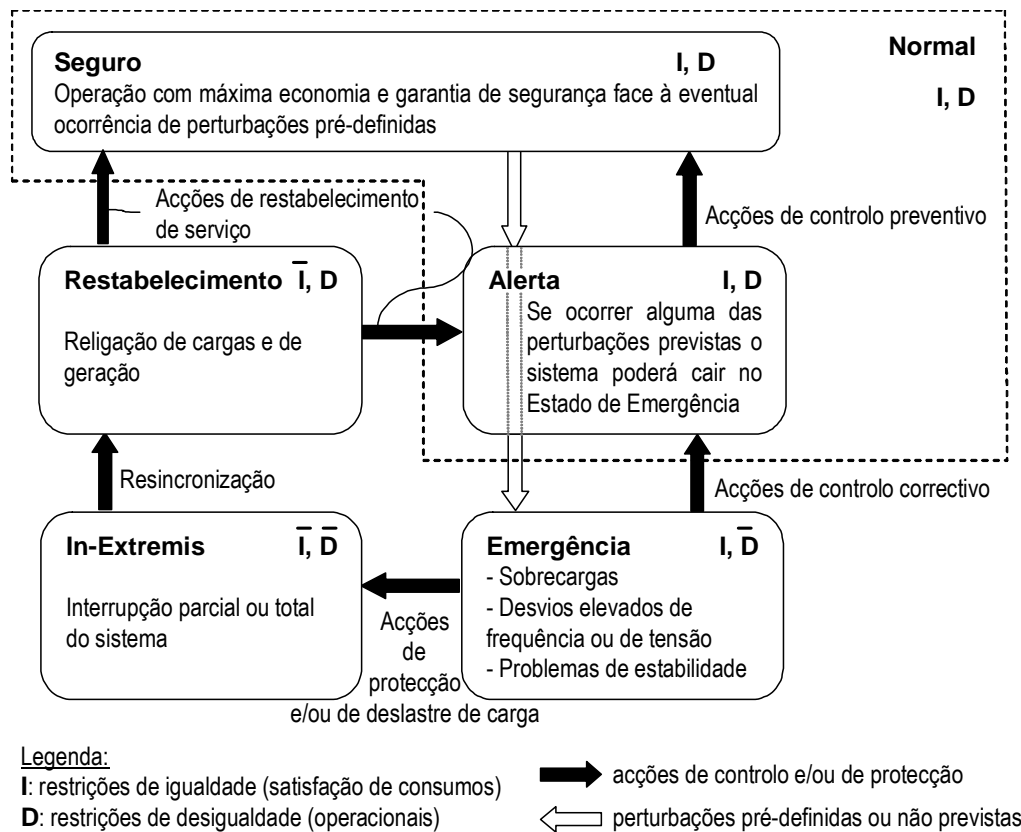


Figura 2.1 – Diagrama de transição de estados do sistema (adaptado de [20] e [21])

O Estado Seguro corresponde ao estado de funcionamento no qual se pretende manter o sistema, onde todos os consumos solicitados são satisfeitos (equação algébrica de igualdade) e não há violação dos limites de operacionalidade definidos para os diversos componentes do sistema (equações algébricas de desigualdade), quer para as condições de operação normais previstas, quer na sequência da ocorrência de perturbações pré-definidas (sendo assim garantida uma determinada margem de segurança para o sistema).

Como exemplo de limites de operacionalidade geralmente adoptados para garantir a segurança de operação das redes de transporte, pode referir-se a não ocorrência do seguinte tipo de situações:

- Degradação significativa da qualidade de serviço no abastecimento de energia;
- Sobrecargas permanentes em linhas ou transformadores;
- Violação da gama de valores admissíveis para as tensões e frequência em regime permanente;
- Sobrecargas temporárias, em linhas ou transformadores, que excedam as temperaturas máximas especificadas em projecto;
- Sobrecargas temporárias em linhas que conduzam à violação de distâncias mínimas ao solo, resultantes da flecha da linha;
- Perda de estabilidade da frequência, i.e. violação da gama de valores admissíveis para a frequência em regime transitório (correspondendo usualmente a desvios máximos em relação ao valor nominal ou taxas de variação máximas, de modo a garantir que não ocorra o deslastre frequencimétrico de cargas ou de grupos geradores);
- Perda de estabilidade angular, que pode corresponder a:
 - problemas de estabilidade transitória (perdas de sincronismo, que surgem geralmente nos primeiros segundos após a ocorrência de grandes perturbações, sendo esta ocorrência fortemente dependente dos tempos de eliminação de defeitos efectuados pelos sistemas de protecção);
 - problemas de estabilidade de pequeno sinal (ocorrência de oscilações pouco amortecidas de baixa frequência, caracterizadas por estarem associadas à dinâmica do rotor das máquinas, sendo usualmente denominadas modos de oscilação electromecânicos);

- Perda de estabilidade da tensão, que resulta na ocorrência de colapso de tensão (queda progressiva e descontrolada da tensão, geralmente associada ao aumento de carga em linhas de grande comprimento com insuficiência de produção de potência reactiva no lado da recepção).

Como margem de segurança usualmente adoptada para as redes de transporte, pode referir-se o critério $n - 1$, que especifica que a perda de um qualquer ramo (linha ou transformador) da rede não levará à violação dos limites de operacionalidade definidos. Também é usual considerar a falha simultânea de dois circuitos de uma linha dupla ou a perda do maior grupo gerador em serviço [22]. Relativamente à origem típica das perturbações que ocorrem neste tipo de redes, refira-se o Relatório de Qualidade de Serviço da REN de 2004 [23], onde se especifica que, durante o ano de 2004, a quase totalidade dos incidentes com repercussão na RNT tiveram origem em linhas aéreas, tendo sido as causas mais frequentes as de acção atmosférica (descargas atmosféricas, nevoeiro, neblina e poluição) e as de acção ambiental (aves e incêndios).

No contexto da operação do sistema num estado de funcionamento Seguro, o programa de exploração da produção (i.e., a definição dos cenários de pré-despacho e de despacho) é definido segundo um critério de minimização de custos, sendo a segurança de operação do sistema garantida através da consideração de restrições técnicas sob a forma das equações algébricas de igualdade e desigualdade atrás referidas. Como dados de entrada, este cálculo considera, para além de todos os parâmetros técnicos referentes às centrais necessários para a obtenção de uma solução de pré-despacho e despacho, a previsão de consumos e toda a informação relativa a indisponibilidades e a regimes especiais de exploração previstos para o período em análise.

Atendendo à actual tendência de explorar os sistemas eléctricos com elevadas penetrações de produção eólica, tem havido uma preocupação acrescida em passar também a incluir, como entrada para a definição de cenários de exploração, previsões sobre este tipo de produção. Efectivamente, a produção eólica não pode ser escalonada com a mesma certeza com que é escalonada a produção convencional, tendo as flutuações de produção eólica, que ocorrem ao longo de um dia, provado terem uma influência não desprezável, tanto na gestão das reservas secundárias (horizonte temporal da ordem dos 10 a 15 minutos), como na gestão das reservas

terciárias (horizonte temporal que pode ir até várias horas) [8][10][13]. Neste contexto, a existência de previsões precisas sobre a produção de vento são já globalmente reconhecidas como um factor que contribui para a obtenção de uma gestão mais económica das reservas de produção convencional. Nesta área, refiram-se os projectos Europeus de investigação e desenvolvimento denominados MORECARE [7] e ANEMOS [24], onde muito trabalho tem vindo a ser desenvolvido no sentido de se obterem modelos precisos para a previsão de produção eólica.

Na sequência da progressiva liberalização de sector eléctrico, deverá ser também considerada, como entrada, toda a informação relativa aos contratos bilaterais físicos estabelecidos, bem como do encontro de ofertas efectuado para cada período em análise. Neste contexto de mercado, o programa de exploração das redes interligadas deixa de poder ser feita com a antecedência que era anteriormente praticada, na qual, tipicamente, os cenários de pré-despacho eram definidos com uma base semanal. Como práticas actuais de exploração, pode-se dar o exemplo do sistema eléctrico Português, no qual, tal como se especifica em [22], é feito um programa de despacho relativo a cada dia da semana, que deverá ser preparado no dia útil anterior, devendo discriminar, numa base horária, a energia eléctrica média a produzir pelos diversos grupos geradores, os valores de reserva secundária e terciária atribuídos e a energia eléctrica importada ou exportada através das interligações.

No caso dos sistemas eléctricos isolados, mesmo que estes sejam geridos de forma centralizada por uma empresa concessionária, o propósito de explorar o sistema com elevadas penetrações de produção eólica obriga a que o programa de exploração da produção seja feito quase em tempo real. Efectivamente, devido ao maior risco de perda de segurança característico deste tipo de sistemas, e aos elevados custos que têm que suportar associados à produção de electricidade a partir de centrais térmicas convencionais (devido à necessidade de importação e transporte de combustíveis derivados do petróleo), a quantidade de produção eólica que é explorada tem uma forte influência, tanto na segurança dinâmica, como na minimização dos custos de produção definidos. Daqui resulta uma imperativa necessidade em se considerar, como dado de entrada para a definição do programa de exploração da produção, previsões de produção eólica. Sabendo que estas previsões estão associadas a um erro de previsão que aumenta, de forma não desprezável, com o horizonte temporal com que estas são

feitas, daqui resulta a necessidade de efectuar cada programa de exploração num momento o mais próximo possível do período de tempo a que este se refere.

Como exemplo de uma aplicação informática desenvolvida que seguiu esta estratégia, refira-se o centro de controlo concebido para a gestão de sistemas eléctricos isolados que resultou do projecto MORECARE [7], o qual foi dimensionado para, ao fim de cada 20 minutos, actualizar a solução de pré-despacho e de despacho, de modo a considerar previsões mais precisas sobre as condições de energia eólica. A filosofia seguida por este projecto está de acordo com a opinião da EWEA, a qual, em [10], conclui que a redução do horizonte temporal com que é feita a previsão de produção eólica tem um impacto crucial na precisão das previsões eólicas e, como consequência, no custo associado à gestão de reservas do sistema. Em termos mais concretos, especifica-se em [10] que, se o horizonte temporal das previsões de vento for reduzido das 24 horas para as próximas horas, os requisitos anuais da energia convencional que é necessário disponibilizar para compensar as variações de produção eólica podem ser reduzidos em cerca de 50%.

Para garantir que o sistema se mantém no Estado Seguro de operação, deverá proceder-se à avaliação de segurança em tempo real, tarefa também denominada monitorização de segurança, sendo esta uma função crucial uma vez que, em tempo real, as condições de operação do sistema e as contingências com maior risco de ocorrência poderão ser diferentes das previstas durante a fase de planeamento ou de definição do programa de exploração da produção.

Se, como resultado do processo de monitorização de segurança, for detectada a violação de algum dos limites de operacionalidade definidos na sequência da eventual ocorrência de alguma das perturbações analisadas, considera-se que o sistema perdeu segurança, transitando assim para o Estado de Alerta. Nesta situação, as considerações económicas serão deixadas para segundo plano, devendo os operadores da rede empreender as acções de controlo que acharem necessárias, que se denominam medidas de controlo preventivo, de modo a retornar o sistema para o Estado Seguro. De facto, no Estado de Alerta existe alguma emergência em que se adoptem medidas de controlo, uma vez que, se ocorrer alguma das perturbações previstas, o sistema poderá cair no Estado de Emergência. Neste último estado, a totalidade da carga ainda é servida mas ocorre violação dos limites de operacionalidade e, por isso, o sistema está num processo de possível perda de integridade. Neste caso, terão que ser adoptadas, rapidamente,

medidas de controlo correctivo de modo a evitar a perda parcial ou total de serviço (i.e., o colapso do sistema), pelo que, neste estado, os tempos de resposta são ainda mais críticos do que no Estado de Alerta.

Como exemplos de medidas de controlo preventivo ou correctivo que usualmente se aplicam salientam-se:

- redespacho da produção de potência activa entre máquinas convencionais em serviço;
- reescalamento de geradores em serviço, tal como o resultante da ligação de máquinas que possam ser mobilizadas num intervalo de tempo inferior a alguns minutos (como é o caso de algumas centrais hídricas ou de turbinas a gás) ou da desligação de máquinas;
- alterações dos programas estabelecidos de troca de potência activa entre redes vizinhas (no caso das redes interligadas);
- reconfiguração topológica da rede;
- deslastre de grupos de bombagem;
- mudança das tomadas em carga de transformadores desfasadores (para redistribuição dos trânsitos de potência activa);
- injeção de potência reactiva através de baterias de condensadores ou através de compensadores síncronos e mudança das tomadas em carga de transformadores (para o controlo de tensão).

Se as medidas de controlo falharem em trazer o sistema para uma situação em que não ocorra violação dos limites de operacionalidade, então o sistema rapidamente transitará para o Estado de *In-Extremis*, onde ocorre violação das restrições de igualdade e de desigualdade. Isto porque, estando o sistema no Estado de Emergência, de modo a que se evitem estragos nos componentes do sistema, ao fim de curtos intervalos de tempo os dispositivos de protecção começam a actuar, traduzindo-se na ocorrência de novas perturbações, possivelmente em cascata, que se poderão caracterizar pela desligação de geradores, ocorrência de divisões do sistema e consequente interrupção parcial ou total do sistema. Durante este processo de perda de integridade do sistema, é prática comum proceder-se ao deslastre selectivo de cargas, de acordo com prioridades pré-definidas, de modo a tornar a perda de carga apenas parcial.

Caíndo o sistema no Estado *In-Extremis*, os operadores terão como principal objectivo minimizar a energia não fornecida, tentando trazer, o mais cedo possível, o sistema para o

Estado Normal, através de acções de restabelecimento de serviço, tais como as que envolvem a resincronização de grupos geradores e de ilhas e a religação das cargas. Durante este processo, considera-se que o sistema está no Estado de Restabelecimento.

Saliente-se que a transição do Estado Seguro para o Estado de Emergência ou de *In-Extremis* pode ser um processo relativamente rápido (da ordem dos segundos a minutos). Pelo contrário, a recuperação do Estado Seguro a partir do de Restabelecimento é um processo tipicamente lento, que pode prolongar-se por muitas horas.

No processo de avaliação de segurança do sistema eléctrico, de acordo com o tipo de problema analisado, distinguem-se geralmente os seguintes dois tipos de avaliação:

- Avaliação de segurança em regime estacionário, na qual se avaliam as condições de operação com que o sistema fica no regime estacionário após a ocorrência de perturbações, geralmente com elevada probabilidade de ocorrência (tais como os correspondes à saída de serviço de algum componente do sistema), cuja consequência se possa traduzir na violação de limites de operacionalidade definidos em regime permanente para a carga nos ramos ou a tensão nos barramentos. Quando se recorre a ferramentas analíticas de cálculo convencional, esta análise costuma ser realizada através da resolução de trânsito de potências.
- Avaliação de segurança dinâmica, na qual se avaliam as condições de operação associadas ao comportamento dinâmico do sistema após a ocorrência de perturbações, geralmente de menor probabilidade de ocorrência, mas que possam provocar o colapso parcial ou total do sistema (tais como as correspondentes à ocorrência de curto-circuitos trifásicos que sejam isolados por actuação dos órgãos de protecção e corte inseridos no sistema). Nestes casos, a avaliação de segurança é tradicionalmente realizada recorrendo a ferramentas analíticas convencionais específicas para a análise de cada um dos tipos de problema em questão. Por exemplo, para a avaliação de estabilidade transitória ou do comportamento transitório da frequência, recorre-se tradicionalmente a modelos dinâmicos convencionais dos diversos componentes do sistema que permitam simular a evolução temporal das grandezas do sistema para os primeiros segundos de pós-perturbação, nomeadamente, para os primeiros 15 a 20 segundos (tempo de actuação típico dos sistemas de regulação primária da frequência). Para a avaliação da

estabilidade de pequeno sinal recorre-se, habitualmente, à análise modal (obtenção dos valores próprios) de modelos dinâmicos linearizados do sistema.

Atendendo às restrições temporais que se exigem na fase de monitorização e controlo do sistema em tempo real e, actualmente, na fase de definição do programa de exploração, em geral estes procedimentos apenas incluem restrições de segurança em regime estacionário, sendo a avaliação de segurança dinâmica efectuada em modo de estudo durante a fase de planeamento ou de treino de operadores.

Atendendo a um conjunto de factores já relatados na secção 1.1, que se traduzem numa perda da capacidade de previsão das condições de operação dos sistemas eléctricos e numa diminuição da margem de segurança dos sistemas interligados, torna-se urgente passar a incluir restrições de segurança dinâmica durante o processo de definição do programa de exploração e, em especial, aquando da monitorização das actuais condições de operação do sistema. Efectivamente, como é difícil prever as perturbações que vão ocorrer na rede, existe sempre o risco de se considerar que as actuais condições de operação do sistema são seguras e este transitar directamente para o Estado de Emergência, na sequência da ocorrência de alguma perturbação que exceda a margem de segurança considerada durante a fase de planeamento ou de programação da exploração. Atendendo a este risco, poderá ser de grande interesse garantir, durante o processo de monitorização do sistema, a segurança de operação para perturbações mais severas que não tenham sido, até então, consideradas por falta de informações relativas à existência de situações adversas de exploração. De facto, durante a gestão da rede em tempo real, a informação disponível permitirá ao operador do sistema avaliar com mais precisão o risco de ocorrência de perturbações mais severas, tais como a de ocorrência de um curto-circuito num determinado ponto da rede que se encontre, naquele momento, numa zona afectada por condições atmosféricas adversas (como, por exemplo, com ocorrência de trovoadas), ou nas proximidades de algum incêndio.

De entre as perturbações a considerar para a avaliação de segurança dinâmica dos sistemas eléctricos que exploram elevadas parcelas de produção eólica, devem estar contempladas as que possam ser provocadas por esta forma de produção de electricidade, que se analisam na secção seguinte.

2.3 PROBLEMAS DE SEGURANÇA DINÂMICA DEVIDO A ELEVADAS PENETRAÇÕES DE PRODUÇÃO EÓLICA

Os aproveitamentos eólicos têm como característica o facto de estarem sujeitos a variações de produção que não são controláveis e que são de previsão limitada, podendo estas terem como origem o seguinte tipo de fenómenos:

- Característica de intermitência do vento, que se traduz na ocorrência de flutuações da produção eólica como resultado de turbulências da velocidade do vento ou de ociosidade do vento;
- Desligação de geradores eólicos, devido à velocidade do vento atingir valores que ultrapassem os limites mínimos ou máximos de operação (valores de velocidade que se denominam *cut-in* e *cut-off wind speed*, na literatura anglo-saxónica);
- Desligação de parques eólicos, na sequência da ocorrência de curto-circuitos na rede receptora que provoquem a actuação das protecções de mínimo de tensão deste tipo de aproveitamentos.

Relativamente aos primeiros dois tipos de fenómenos, o efeito da existência de muitos parques eólicos compostos por máquinas de potência instalada reduzida (quando comparada com a das máquinas convencionais em serviço) e com localizações geográficas dispersas tem a capacidade de suavizar, de forma muito significativa, as variações de produção eólica que são sentidas pelo restante sistema de produção [10][13]. De acordo com os estudos descritos em [13], as variações de produção resultantes das flutuações do vento que são introduzidas num sistema interligado, durante o horizonte temporal referente à gestão de reservas primárias, são geralmente inferiores às variações provocadas pelas flutuações de consumos e bastante inferiores às provocadas pela súbita perda do maior gerador convencional em serviço. Sabendo-se que o sistema eléctrico deverá estar dimensionado para suportar este último tipo de perturbação, sem que ocorra perda de segurança, conclui-se então que este tipo de variação de produção eólica não tem impacto na gestão de reservas primárias das redes interligadas.

Tal como se descreve em [11], de acordo com a experiência de diversos países da Europa continental que exploram grandes penetrações de produção eólica (nomeadamente, em Espanha e Irlanda), as variações de potência eólica que resultam das flutuações de vento que

ocorrem num horizonte temporal inferior a 5 minutos têm tido um impacto quase inexistente na operação do sistema. Relata-se, no entanto, que com o elevado crescimento que se prevê para o número de parques eólicos *off-shore* de grande dimensão, atendendo à maior concentração geográfica dos geradores eólicos deste tipo de aproveitamentos, se espera que este tipo de flutuações de vento possam vir a ter, no futuro, algum impacto.

Dos factores atrás descritos, conclui-se que as variações da potência eólica que resultam de turbulência e ocios de vento, ou da desligação de geradores eólicos provocadas por velocidades de vento que ultrapassem a gama de valores em que este tipo de máquinas opera, não são usualmente perturbações que possam colocar em risco a segurança dinâmica de um sistema eléctrico interligado. Por esta razão, o valor de penetração eólica explorada não costuma ter influência nos critérios de reserva primária adoptados neste tipo de sistemas.

Apenas no caso das redes eléctricas isoladas que explorem elevadas penetrações de geração eólica e em que a localização dos parques esteja concentrada em determinadas zonas geográficas (como é o caso da rede de Creta [38]) se justificará equacionar a possibilidade de ocorrência de perda de segurança dinâmica devido a este tipo de perturbação eólica.

Por outro lado, com as penetrações eólicas que são já actualmente exploradas, quer nas redes isoladas, quer nas interligadas, se ocorrer um curto-circuito em determinadas zonas críticas da rede de transporte, as quedas de tensão por este provocadas levarão à actuação dos relés de mínimo de tensão instalados para protecção dos parques eólicos mais antigos que estejam em operação nas proximidades do defeito. A experiência na operação de sistemas eléctricos reais demonstrou que este tipo de perturbação poderá levar à perda de segurança do sistema, por estas perdas de produção poderem atingir valores bastante elevados, e, em particular, poderem ultrapassar as margens de segurança usualmente adoptadas (nomeadamente as de garantia de robustez do sistema face à súbita perda do maior grupo gerador em serviço). Este tipo de perturbações poderá provocar diferentes problemas dinâmicos tais como os que se enumeram a seguir.

- 1) Problemas de estabilidade transitória, para os quais a capacidade de aplicação de métodos de aprendizagem automática tem sido objecto de estudo de muitos trabalhos de investigação, tal como os que se apresentam no estado da arte que se realiza em [4].

- 2) No caso específico das redes eléctricas isoladas, comportamentos transitórios da frequência que levem à actuação dos sistemas de deslastre de carga ou de grupos geradores que, por sua vez, poderão levar ao colapso parcial ou total do sistema. A aplicação de métodos de aprendizagem automática para avaliar este tipo de problema de segurança tem sido já amplamente investigado, nomeadamente, no âmbito dos projectos Europeus de R&D que se descrevem em [5], [6] e [7].
- 3) No caso específico de rede eléctricas interligadas, congestionamentos importantes em ramos da rede de transporte, nomeadamente, ocorrência de sobrecargas temporárias nos ramos que ultrapassem os limites de operacionalidade definidos para a sua capacidade de transmissão, as quais poderão colocar em causa a segurança de operação do sistema por poderem despoletar saídas de serviço em cascata.

Nos trabalhos de investigação efectuados no âmbito da presente tese, foi analisada a capacidade dos métodos de aprendizagem automática em realizar avaliação de segurança dinâmica atendendo a este último tipo de problema, sendo a necessidade de adopção desta abordagem justificada na secção 2.3.2. Nas próximas secções é também efectuada uma descrição mais detalhada dos principais tipos de problemas dinâmicos que poderão ocorrer num sistema eléctrico como resultado da exploração de elevados volumes de produção eólica, sendo evidenciado o tipo de acções que têm sido adoptadas para fazer face a este tipo de problemas. Esta análise é feita na secção 2.3.1, para o caso das redes eléctricas isoladas, e na secção 2.3.2, para o caso das grandes redes eléctricas interligadas.

2.3.1 Caso das Redes Isoladas

2.3.1.1 Problemas de segurança dinâmica provocados pela produção eólica

As redes eléctricas isoladas caracterizam-se por terem elevados custos de produção de electricidade, por basearem a sua produção na utilização de geradores térmicos, requerendo a aquisição e transporte de combustíveis fósseis com elevados custos associados. Por outro lado, muitas ilhas possuem boas condições de vento, que, se forem usadas para a produção de electricidade, poderão substituir o consumo de combustíveis fósseis e assim contribuir para o desenvolvimento da economia local. Estes factores têm contribuído para a instalação, nos

últimos anos, de elevados volumes de produção eólica em redes isoladas, como é o caso da ilha de Creta (Grécia), das ilhas da Madeira e da Terceira (Portugal), e das ilhas de Cabo Verde. Existem, no entanto, algumas restrições técnicas que limitam esta estratégia, nomeadamente resultantes da possibilidade da geração eólica poder provocar problemas de segurança dinâmica.

Efectivamente, quando comparadas com as redes interligadas, as redes isoladas são relativamente fracas, quer por possuírem baixas constantes de inércia, quer por não disporem da ajuda proveniente de interligações com sistemas eléctricos vizinhos. Por estas razões, para se conseguir garantir uma operação segura deste tipo de sistemas, é necessário adoptar medidas adicionais, tais como as que se relacionam com o controlo da frequência e a gestão de reservas do sistema. Em particular, existe uma grande preocupação em operar o sistema com um número mínimo de máquinas convencionais robustas, que disponham de constantes de inércia apropriadas e adequados sistemas de regulação de tensão e de frequência, para conseguirem fazer face a perturbações que resultem num desequilíbrio entre a produção e consumo.

Ao passarem a ser explorados com elevadas parcelas de produção eólica, estes sistemas necessitam de adoptar restrições de operação ainda mais severas, de modo a fazer face às novas perturbações que este tipo de aproveitamentos poderá provocar ao nível da variação da produção. Uma medida adicional, que é usualmente adoptada, corresponde ao estabelecimento de critérios de reserva girante cujo valor mínimo definido cresce com o valor de penetração eólica que é explorado no sistema. Como exemplo de um critério de reserva girante (*SR - Spinning Reserve*) tipicamente adoptado em redes isoladas com produção eólica e Diesel refira-se o seguinte (adaptado de [25]):

$$SR \geq \alpha \times P_D + \beta \times P_W - P_{Sh} \quad (2.1)$$

onde

P_D : consumo de potência activa prevista;

P_W : produção de potência eólica prevista;

P_{Sh} : quantidade de carga que poderá ser deslastrada no caso de a frequência da rede começar a baixar de forma drástica;

α : margem de carga, sendo um parâmetro cujo valor geralmente reflecte a incerteza associada às previsões de consumos;

β : margem de vento, sendo um parâmetro cujo valor geralmente reflecte a incerteza associada às previsões de vento.

O critério atrás descrito, define que a quantidade de reserva girante disponível deverá ser suficiente para compensar um aumento de carga de $\alpha \times P_D$ e um abaixamento da produção eólica de $\beta \times P_W$, a menos da quantidade de carga que poderá ser deslastrada sem que se considere que ocorre perda de segurança. Reflectindo os parâmetros α e β , a incerteza associada à previsão de cargas e de produção eólica, torna-se imperativo dispor de previsões precisas sobre estas grandezas, de modo a que o critério de reserva girante a adoptar não se torne excessivo.

Em casos em que se pretendam adoptar maiores margens de segurança, é também comum considerar que a reserva girante seja suficiente para compensar a súbita perda de produção resultante da saída intempestiva de serviço de um parque eólico, de um conjunto de parques eólicos que estejam concentrados numa determinada área geográfica ou da maior máquina convencional em operação.

Tal como já se explicou, na origem das variações de produção eólica poderá estar a ocorrência de rápidas variações de vento, e, em particular, as que provoquem a saída de serviço de geradores eólicos. A situação mais severa corresponde, no entanto, à ocorrência de um curto-circuito que conduza à actuação das protecções de mínimo de tensão dos parques eólicos que estejam a operar nas proximidades. A maior severidade deste último tipo de perturbação ocorre, não só por provocar maiores volumes de perda de produção eólica, e como consequência comportamentos mais severos da frequência em regime transitório, mas também por contribuir para uma redução das margens de estabilidade transitória do sistema.

De diversos estudos de simulação dinâmica que foram realizados para sistemas eléctricos isolados reais [14][16][17], concluiu-se que o problema dinâmico resultante da exploração de elevadas componentes de produção eólica nestes sistemas deve-se mais à possibilidade de ocorrência de problemas de estabilidade da frequência do que de problemas de estabilidade transitória. Efectivamente, através das simulações dinâmicas efectuadas nestes estudos, para analisar o comportamento dinâmico das várias grandezas do sistema face à ocorrência de curto-circuitos que levem à perda de produção eólica, foram detectadas diversas situações de

exploração que conduzem a quedas transitórias da frequência de valor excessivo e associadas a elevadas taxas de variação. Observou-se que estes comportamentos da frequência poderão provocar a actuação dos sistemas de deslastre frequencimétrico de cargas ou de outros grupos geradores que, por sua vez, poderão despoletar fenómenos em cascata e, em último caso, o colapso do sistema. Por outro lado, dos resultados das mesmas simulações dinâmicas efectuadas, observou-se que os sistemas foram sempre capazes de não perder o sincronismo.

Destes estudos, observou-se também que as variações de frequência se tornam particularmente severas no caso de as perturbações eólicas ocorrerem durante as horas de menor consumo, por nesses cenários a penetração eólica poder atingir valores mais elevados e por a reserva girante e inércia disponível nas máquinas convencionais em serviço ser, tipicamente durante aqueles períodos, de valor reduzido. Observou-se ainda que a segurança de operação destes sistemas, relativamente à ocorrência deste tipo de perturbação, depende fortemente da quantidade e qualidade de resposta da reserva girante disponível nas máquinas convencionais que se encontram em operação.

Este tipo de conclusões obteve-se, entre outros, dos estudos de estabilidade que se realizaram para os seguintes sistemas eléctricos isolados:

- caso da ilha de Creta (Grécia) e da Madeira (Portugal), para a situação de exploração prevista para o ano de 2001, tendo estes estudos sido realizados no âmbito do projecto MORECARE e descritos em [14];
- caso da ilha de Santiago (Cabo Verde), para a situação prevista para o ano de 1998, correspondendo a estudos de consultoria e que se publicam em [16];
- caso da ilha da Terceira, para a situação de exploração prevista para o ano de 1999, tendo estes estudos sido realizados no âmbito do projecto CARE e descritos em [17].

2.3.1.2 Solução técnica recomendada – Sistema de controlo avançado

Como conclusão importante dos estudos de estabilidade efectuados e atrás mencionados, observou-se a necessidade de os operadores dos sistemas isolados adoptarem novas regras relacionadas com a gestão da produção convencional e de reservas, sempre que pretendam explorar elevados valores de penetração eólica, de modo a não pôr em causa a segurança de operação do sistema. Como exemplo destas regras, pode referir-se a necessidade de ter determinadas máquinas mais robustas em operação e com determinados valores mínimos de

reserva girante. Estas regras correspondem a restrições de segurança que variam com as condições de operação do sistema, nomeadamente com o cenário de consumos e de penetração eólica explorada. Como consequência, sem a ajuda de ferramentas computacionais apropriadas que apoiem os operadores na tomada de decisões, estes tenderão a adoptar medidas pessimistas, tais como as que resultam na consideração de muitas máquinas térmicas convencionais em serviço e com baixos valores de carga (para garantir suficiente reserva girante e constante de inércia), acabando por subaproveitar as capacidades eólicas instaladas, podendo mesmo cair em situações com elevados custos de produção de electricidade.

Tal como se provou pelos resultados obtidos dos trabalhos realizados no âmbito de diversos projectos de investigação, em particular nos que se descrevem em [5][6][7], uma forma eficiente para se conseguir explorar elevados volumes de penetração eólica em redes isoladas sem que ocorra diminuição das margens de segurança do sistema, corresponde à instalação de um sistema de controlo especialmente concebido para esse efeito, tal como os que resultaram dos trabalhos desenvolvidos no âmbito dos projectos atrás referidos. A seguir, é feita uma descrição da estratégia que foi seguida para o desenvolvimento da versão mais actual deste tipo de sistema de controlo, nomeadamente para a versão que resultou do projecto MORECARE [7] e que foi instalada na ilha da Madeira (Portugal) e de Creta (Grécia). Nesta descrição, é dado especial destaque às funcionalidades relacionadas com a avaliação de segurança dinâmica.

Em termos de arquitectura, tal como se descreve na Figura 2.2, este tipo de ferramenta consiste na integração de um conjunto de módulos de software e da respectiva base de dados num sistema SCADA. Uma das funções deste sistema de controlo consiste no cálculo de cenários de pré-despacho e de despacho, que consideram não só previsões de cargas mas também previsões de produção eólica. Através da consideração deste último tipo de previsões, é possível obter uma operação mais económica do sistema pelas seguintes razões:

- Por permitir reduzir os elevados valores de reserva girante convencional que será necessário considerar no caso de não se dispor de previsões sobre a produção eólica. De facto, tal como já se referiu, os critérios de reserva girante adoptados dependem geralmente do valor de produção eólica que é explorado em cada instante. Se não houver qualquer tipo de previsão em relação a esse valor, como medida de segurança, deverão

ser adoptados critérios pessimistas, tais como os que definem a reserva girante atendendo a um possível cenário de máxima exploração da potência eólica instalada.

- Por permitir a definição de cenários de exploração que, sem violar as diversas restrições de carácter técnico e de segurança, tentem maximizar a penetração de produção eólica no sistema (através da inclusão de módulos de despacho e de pré-despacho que considerem restrições de segurança dinâmica).

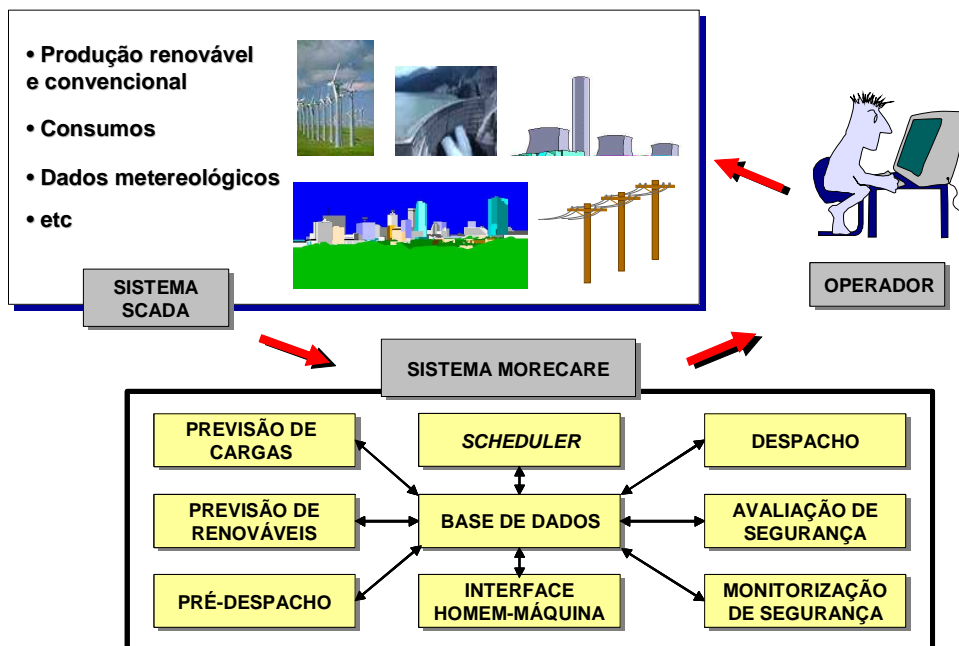
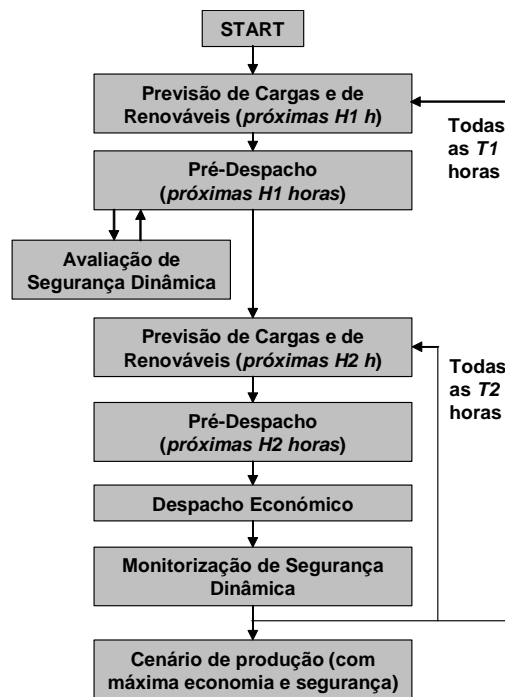


Figura 2.2 – Arquitectura do sistema MORECARE

Dispondo de previsões sobre a produção eólica, o valor das reservas definidas no âmbito dos cenários de pré-despacho e de despacho será directamente proporcional ao erro que está associado a essas previsões. Havendo, assim, um elevado interesse em minimizar os erros associados às previsões de produção eólica e sabendo que estes erros aumentam de forma considerável com a antecedência com que estas são feitas, o sistema de controlo foi dimensionado para actualizar as soluções de pré-despacho e de despacho com alguma frequência (nomeadamente, de 20 em 20 minutos), de modo a dispor de previsões actualizadas de carga e vento. Com esta intenção foram definidos os tempos, para os ciclos de execução, que se descrevem na Figura 2.3.



(Para Creta implementou-se: $H1=48$ h, $H2=8$ h, $T1=1$ h; $T2 = 20$ m)

Figura 2.3 – Tempos de execução entre operações de cálculo do sistema MORECARE

Como se pode observar nessa figura, foram considerados dois horizontes temporais distintos para o cálculo da solução de pré-despacho, nomeadamente, um de mais longo prazo (referente às próximas 48 horas com uma base de tempo horária) e um outro de curto prazo (referente às próximas 4 a 8 horas com uma base de tempo de 20 minutos). A realização do pré-despacho de mais longo prazo foi necessária no caso do sistema eléctrico de Creta, por corresponder a um sistema que explora máquinas térmicas a vapor. Nesta situação, o módulo de pré-despacho de mais curto prazo considera, como entrada, o pré-despacho definido pelo módulo de longo prazo para as máquinas a vapor, tendo como função realizar o escalonamento das restantes unidades de geração. No caso da ilha da Madeira, os geradores térmicos apenas consistem em unidades Diesel ou a gás, pelo que, para este sistema, os tempos de execução puderam ser simplificados em relação aos que se desenvolveram para o sistema de Creta e que se apresentam na Figura 2.3.

Relativamente à definição de cenários de exploração que garantam segurança dinâmica de operação atendendo a perturbações de carácter severo, adoptou-se a estratégia de deixar ao critério do operador o activar, ou não, este tipo de funcionalidades que se disponibilizam no

sistema de controlo. Os módulos de cálculo implementados para garantir segurança dinâmica de operação, efectuam essencialmente as seguintes tarefas:

- avaliação de segurança dinâmica, i.e. fornecimento de índices de segurança que sejam capazes de caracterizar a segurança dinâmica do sistema para um determinado cenário de operação, atendendo a cada perturbação pré-especificada pelo operador;
- fornecimento de medidas de controlo preventivo, i.e. fornecimento de sugestões relacionadas com a mudança das condições de operação do sistema, de modo a garantir que determinado cenário de operação seja capaz de garantir robustez na sequência da eventual ocorrência de um conjunto de perturbações pré-especificadas pelo operador.

As perturbações para as quais foram implementadas as funções de segurança atrás descritas, foram definidas pelos operadores dos sistemas eléctricos, as quais incluem o seguinte tipo de situações:

- saída de serviço intempestiva da maior unidade de produção em serviço;
- curto-circuitos em determinados pontos críticos do sistema que levem à perda de elevadas parcelas da produção eólica em serviço por actuação das protecções dos parques;
- saída de serviço de toda a produção eólica (perturbação considerada só para a rede de Creta, atendendo à elevada concentração geográfica que os parques eólicos têm nessa ilha).

Atendendo ao tipo de problema de segurança que pode ocorrer neste tipo de sistemas, já explicado na secção 2.3.1.1, foram adoptadas, como índices de segurança, grandezas que permitem verificar se são atingidos valores que provoquem deslastres frequencimétrico de cargas ou de grupos geradores, nomeadamente:

- Δf_{min} : mínimo valor atingido pelos desvios transitórios da frequência em relação ao seu valor nominal;
- $|\partial f / \partial t < 0|_{max}$: máximo valor atingido pelo módulo das taxas de variação da frequência, para as situações de queda transitória da frequência (i.e., para os casos em que a taxa de variação é negativa).

Atendendo também ao tipo de problema de segurança em análise, como medidas de controlo preventivo, considerou-se o seguinte tipo de acções:

- reescalonamento das máquinas convencionais;
- redespacho das máquinas convencionais em serviço;
- ligação/desligação de geradores eólicos.

Como resultado dos curtos intervalos de tempo exigidos para o cálculo dos cenários de pré-despacho e de despacho, tornou-se imperativo neste tipo de sistema de controlo calcular os índices de segurança atrás descritos, por aplicação de métodos de aprendizagem automática. Efectivamente, a única forma alternativa à aplicação desses métodos corresponderia a recorrer à simulação dinâmica do sistema, a qual, como já se explicou, impõe elevados tempos de cálculo que tornariam impraticável a implementação das funções de segurança dinâmica que se pretendiam para este tipo de sistema de controlo. Assim, a definição de cenários de operação dinamicamente seguros foi disponibilizada a dois níveis:

- Durante o cálculo do cenário de pré-despacho, através da integração de restrições de segurança dinâmica no módulo de pré-despacho. Neste processo, uma solução de pré-despacho foi considerada como insegura, desde que algum dos cenários de despacho que a caracteriza fosse classificado, pelas restrições de segurança dinâmica, como inseguro. As restrições de segurança dinâmica foram introduzidas por redes neuronais artificiais, as quais definiram o nível de segurança do sistema através do fornecimento do índice de segurança Δf_{min} já atrás descrito. Note-se que, nos sistemas eléctricos onde o sistema MORECARE foi instalado (rede da Madeira e de Creta), não se monitorizou o índice de segurança $|\partial f / \partial t < 0|_{max}$ por se ter concluído que o índice Δf_{min} conseguia detectar todos os cenários de operação inseguros. Este índice foi utilizado para penalizar, no problema de optimização implementado para obter o cenário de pré-despacho, soluções avaliadas como inseguras para as perturbações especificadas. Através da activação desta função de segurança, que se denomina “Avaliação de Segurança Dinâmica”, o módulo de pré-despacho implementado passa a fornecer soluções dinamicamente seguras, adoptando-se assim, como medidas de controlo preventivo, a realização de reescalonamento entre máquinas convencionais.

- Durante a operação em tempo real, através da integração de um módulo que se denomina “Monitorização de Segurança Dinâmica” que, mediante activação por parte do operador, avalia a segurança dinâmica do cenário de operação actual do sistema (proveniente do SCADA), ou da última solução fornecida pelo módulo de despacho, atendendo a cada perturbação pré-especificada e através da avaliação do índice de segurança Δf_{min} . Se for detectada perda de segurança, este módulo tem ainda como função sugerir uma nova solução de despacho alternativa que seja segura (i.e., que torne o valor de Δf_{min} como aceitável). Para a identificação, em tempo real, destas medidas de controlo preventivo, o módulo recorre a um algoritmo de optimização não-linear que se baseia em técnicas de gradiente, sendo os valores do gradiente fornecidos pelas redes neuronais artificiais que foram treinadas para realizar monitorização de segurança dinâmica de Δf_{min} . O objectivo do algoritmo consiste em maximizar Δf_{min} , considerando como medidas de controlo preventivo o seguinte tipo de acções: troca de potência activa entre as máquinas convencionais em serviço e ligação/desligação de geradores eólicos. Como restrições, considera a não violação da equação de equilíbrio para as potências activas (produção = consumo), dos limites mínimo e máximo de produção das máquinas convencionais e do número máximo de geradores eólicos disponíveis para entrar em serviço. O processo iterativo termina quando Δf_{min} atingir um valor considerado como aceitável. Em [75] pode encontrar-se uma descrição desta metodologia desenvolvida, onde se apresentam alguns dos resultados obtidos por aplicação ao caso de estudo da rede eléctrica da ilha da Madeira (Portugal).

2.3.2 Caso das Redes Interligadas

2.3.2.1 Procedimentos actualmente adoptados para fazer face a c. c. que levem à perda de produção eólica

Pelas razões já explicadas no início da secção 2.3, o tipo de perturbação eólica que poderá colocar em risco a segurança dinâmica de operação das redes interligadas, corresponde à ocorrência de curto-circuitos que provoquem a perda de volumes significativos de produção eólica, como resultado da incapacidade dos geradores eólicos tradicionais em sobreviver a cavas de tensão. Como consequência, diversos estudos de simulação dinâmica têm vindo a ser efectuados para avaliar a robustez de sistemas interligados reais face à ocorrência de curto-circuitos que venham a desencadear grandes perdas de geração desta natureza. Mais à frente nesta secção, descrevem-se alguns dos resultados obtidos para o caso da Alemanha, Espanha e Portugal. Destes estudos, identificaram-se diversas situações de perda de segurança, nomeadamente devido à ocorrência de problemas de estabilidade transitória ou de perda de volumes de produção que ultrapassem as margens de segurança usualmente estabelecidas.

Na tentativa de minorar os problemas dinâmicos encontrados, em alguns dos países da UCTE (como é o caso da Alemanha, Irlanda e Espanha), os operadores das redes de transporte passaram a exigir condições mínimas de permanência em serviço deste tipo de geração na sequência da ocorrência de defeitos na rede, sendo, na literatura anglo-saxónica, esta característica técnica denominada *fault ride through capability*. Estes requisitos são diferenciados por tecnologias e variam entre operadores. Em termos gerais, pode dizer-se que os requisitos de *fault ride through* especificam tempos mínimos durante os quais um gerador eólico deverá permanecer em serviço, sendo esses tempos função do valor de cava de tensão provocada pelo curto-circuito. Estes requisitos traduzem-se numa curva de tensão-tempo mais ou menos semelhante à que se descreve na Figura 2.4, que corresponde às actuais exigências da regulamentação espanhola e na qual se define que o gerador poderá sair de serviço apenas se a cava de tensão no barramento de interligação com a rede atingir a zona identificada a cinzento. Actualmente, alguns fabricantes têm já disponível, como opção, geradores eólicos que satisfazem este tipo de requisitos (tal como os que se apresentam do relatório da EWEA [10]), no entanto esta é uma área que se encontra ainda em fase de desenvolvimento tecnológico.

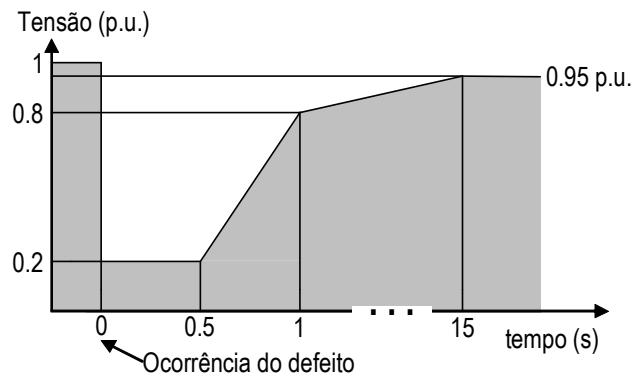


Figura 2.4 – Curva de tensão-tempo para definição de requisitos de fault ride through (adaptado de [11] e [26])

A implementação desta regulamentação demorou, no entanto, algum tempo, tendo entretanto sido instalados muitos parques eólicos cujos geradores não dispõem deste tipo de capacidade, pela simples razão de que, até há poucos anos, todos os operadores dos sistemas definiam que as turbinas eólicas saíssem de serviço na sequência da ocorrência de curto-circuitos nas proximidades. Esta medida tinha como objectivo garantir a integridade dos vários equipamentos do gerador, nomeadamente, em termos de esforços mecânicos da caixa de velocidades do conjunto turbina-gerador e de sobrecargas na interface electrónica. De acordo com [10], em finais de 2005, cerca de 40% das turbinas eólicas instaladas em todo o mundo eram pouco controláveis, não dispondo de propriedades avançadas de controlo de potência reactiva nem de capacidade de sobreviver a cavas de tensão. No caso individual da capacidade de sobreviver a cavas de tensão, o número de turbinas que não fornecia este tipo de serviço era, seguramente, muito superior a esse valor.

Por outro lado, segundo opinião da EWEA [10], todos os requisitos de carácter tecnológico que estão a ser exigidos, pelos *Grid Codes* de vários países, para os novos parques eólicos que pretendam entrar em serviço, têm sido definidos pelos operadores de sistema com pouca ou nenhuma intervenção do sector que explora os parques eólicos. Como consequência, estes *Grid Codes* traduzem-se por vezes em requisitos de elevado custo e exigência, não sendo acompanhados por nenhuma justificação técnica. Segundo a EWEA, relativamente à capacidade de *fault ride through*, a solução mais aceitável e económica será a de moderar este tipo de requisitos em função da penetração eólica de cada área de controlo.

2.3.2.2 Caracterização do problema de segurança para alguns sistemas reais

A seguir caracteriza-se a situação de alguns dos países da Europa continental, nomeadamente para a Alemanha, Espanha e Portugal, em termos dos problemas de segurança dinâmica detectados para os seus sistemas eléctricos face à ocorrência de curto-circuitos na rede de transporte, para cenários de elevada penetração eólica previstos num futuro próximo.

Alemanha

No caso da Alemanha (líder mundial em potência eólica instalada), de acordo com estudos de estabilidade realizados pela Agência de Energia Alemã (DENA) para cenários de exploração previstos até 2015 e cujos resultados se descrevem em [9] e [11], se ocorrer um curto-circuito trifásico simétrico em determinados pontos da rede de 380 kV, a queda de tensão por este provocado poderá resultar numa súbita perda de produção superior a 3 GW, como resultado da saída de serviço dos parques eólicos instalados naquela zona antes de 2003-2004 (os quais saem intempestivamente de serviço se a tensão cair mais que 20%). Tais perdas de produção violam os critérios de segurança da UCTE [27] (nos quais se especifica que a rede da UCTE deverá estar dimensionada para suportar uma súbita perda de produção de, no máximo, 3 GW), pelo que, para este país foi criada uma regulamentação que exige capacidade de *fault ride through* para os novos aproveitamentos eólicos a instalar.

Relativamente aos parques eólicos instalados antes de 2003-2004, planeia-se que estes sejam adaptados de modo a que passem a sobreviver a cavas de tensão. No entanto, de acordo com [9], a viabilidade técnica desta última medida proposta ainda não está garantida pelos fabricantes.

Espanha

Em [11] apresenta-se o diagrama de produção eólica em Espanha, durante o dia 18 de Janeiro de 2004, onde se registaram diversas súbitas perdas de produção tendo, cada uma, coincidido com a ocorrência de um curto-circuito correctamente eliminado. Neste diagrama, cada perda de produção não excedeu 500 MW, tendo nesse dia a produção eólica atingido 3.3 GW naquele país. No mesmo artigo, salienta-se que se o mesmo curto-circuito ocorresse num dia com melhores condições de vento (na altura, a potência eólica instalada era cerca de 8 GW e o consumo máximo de 38 GW), ou num futuro próximo com maior potência eólica instalada, a quantidade de produção eólica perdida seria também maior, podendo vir a pôr em causa a integridade do sistema. De estudos de simulação dinâmica realizados, concluiu-se que as

protecções de mínimo de tensão dos parques eólicos têm uma grande influência na estabilidade do sistema.

Portugal

Em [12], publicam-se estudos de estabilidade transitória, que foram realizados para a rede de transporte portuguesa, para condições de operação previstas para o ano de 2009-2010. Para este horizonte temporal prevê-se que estejam instalados, neste país, mais de 4 GW de potência eólica, dos quais apenas uma pequena percentagem apresentará capacidade de *fault ride through*. Apesar da intenção dos operadores do sistema português ser a de seguir as exigências de operação adoptadas em outros países, não se espera que este cenário venha a mudar, uma vez que os contratos de ligação à rede dos parques a entrar em serviço até 2008 foram efectuados no âmbito da regulamentação portuguesa existente, que não exigia capacidades de *fault ride through* [28]. Apenas nos contratos que resultaram da adjudicação após o concurso, os quais se referem a geradores eólicos a ligar a partir de 2008, foi exigido este tipo de requisito.

Dos estudos que se descrevem em [12], observou-se que a ocorrência de um curto-circuito trifásico simétrico franco, em determinados pontos da rede de transporte, poderá provocar súbitas perdas da quase totalidade da produção eólica em serviço, no caso de as protecções de mínimo de tensão dos parques eólicos actuarem de acordo com o esquema de funcionamento que é actualmente implementado nesse país (i.e., actuação instantânea – a menos do tempo de actuação dos relés que é de cerca de 20 ms – se a tensão no barramento de interligação do parque à rede atingir um valor inferior a 0.9 p.u.).

Nos mesmos estudos, e mediante os mesmos pressupostos de protecção dos geradores eólicos, observou-se que se ocorrer falha dos sistemas de protecção que deveriam actuar para a eliminação selectiva de um defeito na rede de transporte (a qual se traduz por um alargamento do tempo de permanência do defeito), as perdas de produção eólica que daí resultam podem provocar situações de perda de sincronismo, que se manifestam inicialmente na interligação Espanha-França e que dão origem a oscilações que se propagam ao longo da rede ibérica. Observou-se também que, no caso de parte (cerca de 50%) dos geradores eólicos serem dotados de capacidade de *fault ride through*, as perdas de produção eólica ocorridas na sequência dos mesmos defeitos vêm substancialmente reduzidas, deixando de se verificar os problemas de perda de sincronismo anteriormente observados.

Por fim, no mesmo estudo, salienta-se que qualquer disparo de produção que ocorra em Portugal ou Espanha resultará num trânsito adicional na interligação França-Espanha, que poderá colocar em risco a separação da rede ibérica da restante rede da UCTE, com um défice de potência de alguns milhares de MW, e assim originar o colapso parcial ou total do sistema ibérico. Note-se que, de acordo com a caracterização feita em [11], a capacidade da interligação da península ibérica com o restante sistema da UCTE varia entre 0.8 e 1.4 GW, esperando-se que em 2008 a potência eólica instalada nesta península seja de 17.35 GW.

Fazendo uma análise para as interligações entre Portugal e Espanha, suponha-se que a produção eólica em serviço em Portugal se aproxima dos 3 GW (cerca de 75% da previsão de potência eólica instalada para 2010). Se ocorrer um curto-circuito trifásico em algum ponto da rede de transporte, de entre os que podem provocar elevadas perdas de produção eólica, esta área de controlo poderá sofrer uma súbita perda de produção que atinja valores de alguns GW (tal como se concluiu em [12]). De acordo com os critérios de segurança definidos pela UCTE [27], que são seguidos pelo Gestor do Sistema [22], a gestão da rede deve garantir segurança de operação face à ocorrência da perda do maior grupo gerador em serviço. No caso de Portugal, o valor dessa perda varia entre 400 e 600 MW sendo, por isso, muito inferior aos volumes de produção eólica que o sistema poderá perder na sequência da ocorrência de um eventual curto-circuito em determinados pontos da rede de transporte.

De acordo com a prática de exploração de parques eólicos em Portugal, a reposição de serviço de um parque é um processo demorado, que pode alongar-se por muitos minutos, pelo que a saída de serviço de um conjunto de parques eólicos corresponde a uma perturbação que fará actuar não só os sistemas de regulação primária da frequência (horizonte temporal da ordem dos 20 a 60 segundos), mas também os de regulação secundária (horizonte temporal da ordem dos 10 a 15 minutos). Efectivamente, segundo a regulamentação portuguesa que estabelece as regras aplicáveis à produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis (nomeadamente, através do Decreto-Lei n° 168/99 de 18 de Maio), após a saída de serviço de parques eólicos na sequência do disparo das suas protecções, o processo de religação do parque só poderá começar 3 minutos após a reposição de serviço da rede a que este liga e após estabilização da tensão na rede. Estabelece também que o número de ligações de geradores eólicos à rede não exceda uma por minuto. De acordo com estas condições técnicas, por

exemplo para um parque de 100 MW que disponha de 50 máquinas de 2 MW, a sua religação total demorará cerca de 50 minutos.

Assim, por acção da regulação primária do sistema interligado, que tem como função estabilizar o valor da frequência, nos primeiros segundos após a ocorrência da perturbação, o aumento de produção convencional necessário para compensar a perda de produção eólica sentida ocorre, na sua maior parte, nas máquinas das áreas de controlo vizinhas (Espanha e restante rede da UCTE). Desta acção resultam trânsitos de potência adicionais nas interligações que, atendendo aos elevados volumes de potência envolvidos, facilmente se percebe poderem provocar congestionamentos na rede de transporte, pelo menos, durante o intervalo de tempo até que seja restabelecido o balanço de potências trocadas nas interligações (o qual, de acordo com os critérios estabelecidos pela UCTE, deverá ser inferior a 15 minutos).

2.3.2.3 Congestionamentos da rede de transporte provocados pela produção eólica

Tal como se refere em [8], as elevadas penetrações de produção eólica que se esperam para os próximos anos irão provocar um maior congestionamento das redes de transporte e, como consequência, farão com que estas sejam exploradas mais próximo dos seus limites.

Analisando o caso da Europa Continental, o planeamento para a integração de energia eólica tem vindo a ser feito a um nível nacional ou regional. Por esta razão, a rede interligada da UCTE não tem vindo a ser dimensionada para acomodar os níveis de penetração eólica que se esperam para os próximos anos, porque a exploração de elevadas penetrações de produção eólica num país, não só provocará modificações dos trânsitos de potência na sua área de controlo, como também na dos países vizinhos. Neste contexto, foram realizados os estudos que se apresentam em [8], de onde se detectou que, para os cenários de elevada penetração eólica que se esperam para a rede da UCTE no ano de 2008, poderão ocorrer congestionamentos importantes em linhas internas e de interligação de diversas áreas de controlo, quer para condições de operação normal, quer para situações de contingência $n-1$. No caso particular das situações de contingência $n-1$, os congestionamentos detectados poderão chegar a provocar sobrecargas de 180% em alguns ramos da rede. Como medidas a adoptar para evitar este tipo de situações de perda de segurança, sugere-se, no mesmo trabalho, a realização de reforços e de expansões da rede. Como medidas complementares, a adoptar a mais curto prazo, sugere-se que se realizem acções de controlo ao nível da operação da rede,

nomeadamente, que envolvam: o controlo de trânsitos de potência a partir de transformadores desfasadores, o redespacho de produção convencional, a modificação dos programas estabelecidos para as interligações e, em último caso, a redução da produção eólica. Destas sugestões, depreende-se uma tendência para a maximização dos recursos já existentes, de modo a se adiar o mais possível a realização de novos investimentos.

Um outro factor que virá provocar uma diminuição das margens de operação das redes de transporte, prende-se com a discrepância existente entre o tempo de ligação de um parque eólico e o de ligação de uma linha, desde o momento em que estas alterações são planeadas. Com efeito, tal como se refere em [11], o tempo necessário para a ligação de um parque eólico poderá ser inferior a um ano, enquanto que a ligação de uma nova linha de transmissão poderá demorar uma década.

Por último, salienta-se que a emergente liberalização do sector eléctrico poderá vir também a contribuir para que as redes de transporte dos sistemas interligados venham a ser exploradas mais próximas dos seus limites, uma vez que esta exigirá que grande parte da capacidade de transporte nas interligações seja reservada para fins comerciais.

2.3.2.4 Problema de segurança dinâmico analisado

Atendendo a que as redes de transporte tenderão a ser exploradas cada vez mais próximo dos seus limites (tal como se descreve na secção 2.3.2.3 anterior), será legítimo esperar que a ocorrência de súbitas perdas de elevados volumes de produção eólica, como consequência de um curto-circuito em determinados pontos da rede de transporte (tal como as situações descritas na secção 2.3.2.2), provoque, por acção da regulação primária do sistema interligado, trânsitos de potência adicionais entre áreas de controlo que violem os limites máximos de operacionalidade existentes em termos da capacidade de transporte dos ramos.

Em [8], pode encontrar-se uma referência à intenção dos operadores de sistemas europeus, realizarem estudos que avaliem a capacidade de transferência nas interligações atendendo a problemas dinâmicos introduzidos pela exploração de elevados volumes de produção eólica.

Nos estudos que se descrevem em [12], e que tiveram como objectivo realizar uma avaliação de estabilidade transitória da rede de transporte portuguesa para cenários previstos com elevados volumes de produção eólica (para o ano de 2009-2010), é feita uma análise da ocorrência de sobrecargas nos ramos da rede de transporte de Portugal para os 20 segundos

após a simulação de um curto-circuito, que resulte na perda de elevados volumes de produção eólica. Deste estudo concluiu-se que, em nenhum dos cenários de operação analisados, ao fim de 20 segundos, ocorrem sobrecargas nos ramos que violem os limites que foram definidos como aceitáveis – sobrecarga até 50% acima da capacidade de transmissão em regime permanente. Apesar de, nestes estudos, ter sido analisado o comportamento estacionário e dinâmico do sistema face à ocorrência de um curto-circuito em todos os locais que resultam numa perda de produção eólica de valor considerável (superior a 400 MW), o número de cenários analisado foi limitado (6 cenários referentes a uma situação de vazio de Inverno e outra de ponta de Inverno, situações estas às quais se associaram 3 diferentes cenários de elevada penetração eólica), pelo que deste estudo não se poderá generalizar que não ocorram problemas de sobrecarga temporária nos ramos de transporte após a perda de elevados volumes de produção eólica. Este facto resulta de os cenários analisados não reflectirem diferentes possibilidades de pré-despacho e de despacho das máquinas convencionais dentro da área de controlo em análise, sendo estes os dois factores que condicionam fortemente a carga dos ramos durante o regime permanente pré-perturbação e, como consequência, durante o regime dinâmico de operação de pós-perturbação. Para se compreender melhor esta afirmação, é a seguir feita uma análise mais detalhada das condições de operação que mais afectam o valor de carga nos ramos durante o regime de operação de pós-perturbação, na sequência da ocorrência da perturbação eólica em análise.

Se fosse apenas necessário analisar a carga nas linhas de interligação, poder-se-ia definir à partida que, para o mesmo volume de produção eólica explorado, a perturbação considerada tornar-se-ia mais severa para uma situação caracterizada por:

- importação máxima, por fazer com que, pelo menos algumas das linhas de interligação se encontrassem com importantes valores de importação de potência activa das áreas de controlo vizinhas e assim permitir, para estas linhas, uma menor margem para a ocorrência de importações adicionais, que resultassem da acção da regulação de controlo primário para compensar a perda de produção sentida;
- consumo mínimo, por os valores de potência de curto-circuito nos barramentos serem mínimos e assim a ocorrência de um curto-circuito poder provocar cavas de tensão mais severas e, como consequência, um maior volume de potência eólica perdida.

Pode ocorrer, no entanto, que as limitações à capacidade de interligação sejam impostas por congestionamentos em elementos internos das redes de transporte, mais do que por congestionamento das linhas de interligação (como é o caso das interligações entre Portugal e Espanha), pelo que, nesta situação, deverá também equacionar-se que o tipo de perturbação em análise possa provocar sobrecargas nos ramos de transmissão internos de cada área de controlo. Neste caso, para além das duas condições de operação extremas anteriormente descritas (de importação máxima e de consumo mínimo) existem ainda outras situações que poderão contribuir para a ocorrência de condições de exploração severas. Nomeadamente, deverão ser também consideradas situações que maximizem a carga dos ramos internos da rede de transmissão durante o regime permanente prévio ao defeito, devendo essa carga resultar de um trânsito de potência activa que tenha um sentido correspondente à importação (i.e., o sentido com que o trânsito de potência activa no ramo aumenta como reflexo do aumento da produção em barramentos das áreas de controlo vizinhas). Com esta intenção, para cada cenário de consumos em análise, deverão ser testadas todas as soluções de pré-despacho e de despacho plausíveis para as máquinas convencionais da área de controlo. Será também mais provável que as horas de maior consumo conduzam a situações mais severas, por provocar uma maior carga inicial dos ramos de transmissão internos de cada área de controlo. Como, por outro lado, um cenário de consumo mínimo poderá levar a um maior volume de produção eólica perdida, é então provável que o cenário de consumo mais severo corresponda a uma situação intermédia entre o vazio e a ponta.

Na análise deste tipo de problemas de segurança, deverá ser incluída a acção dos sistemas de controlo automático da geração (os quais, na literatura anglo-saxónica, se denominam *Automatic Generation Control* ou AGC). Efectivamente, por volta dos 20 a 30 segundos após a ocorrência de uma perda de produção, deverá começar a sentir-se a acção destes sistemas de controlo, que actuarão, não só para eliminar os desvios de frequência sentidos em relação a um valor nominal especificado, mas também para eliminar os desvios observados em relação a um valor programado do balanço de potências activas trocadas nas interligações (i.e., para garantir que, no novo regime permanente de pós-perturbação, a perda de produção seja apenas compensada pelos geradores pertencentes à área de controlo onde esta ocorreu). Esta última função será alcançada através do aumento da produção nas máquinas convencionais que se encontrem em serviço na área de controlo onde se sentiu a perda de produção, sendo uma

acção que, segundo os critérios da UCTE [27], deverá ter terminado 15 minutos após a ocorrência da perturbação. Sendo esta uma acção de controlo que, embora de uma forma lenta, altera o despacho convencional da área de controlo em análise, então terá uma influência não desprezável na carga dos ramos de transmissão durante o regime dinâmico de pós-perturbação, devendo, por isso, o seu efeito ser considerado aquando do estudo do problema de segurança em análise. Para o tipo de perturbação considerada (perda de produção), a acção de controlo dos sistemas de AGC tem como objectivo eliminar os trânsitos de potência adicionais resultantes da área de controlo vizinha, pelo que esta acção será, em muitos casos, benéfica para a redução das sobrecargas que tenham sido provocadas por acção dos sistemas de regulação primária. O significado desta acção benéfica depende da localização das reservas girantes secundárias¹ disponíveis na área de controlo em análise.

Para melhor se compreender as afirmações atrás efectuadas, considere-se, como exemplo, o hipotético sistema eléctrico cujo esquema unifilar se apresenta na Figura 2.5. Este sistema consiste numa área de controlo (área de controlo 1) que se encontra ligada à restante rede interligada de grande dimensão (barramento 4) através de uma linha de interligação 3-4.

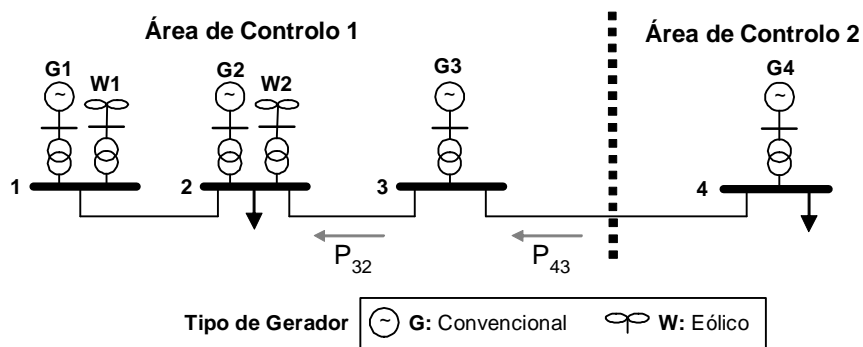


Figura 2.5 – SEE para exemplificar a definição de condições severas de operação para a carga nos ramos durante o regime quasi-estacionário de pós-perturbação

Se neste sistema ocorrer um curto-circuito que leve à saída de serviço dos parques eólicos que se encontrem em serviço na área de controlo 1, então, por acção dos sistemas de regulação primária das máquinas convencionais em serviço, nos primeiros segundos após a ocorrência da perturbação, o aumento de produção convencional necessário para compensar a perda de produção sentida ocorrerá, na sua maior parte, no gerador G4. Sendo esta uma rede radial,

¹ Denomina-se reserva girante secundária, por se disponibilizar em geradores que contribuem para a acção de controlo secundário da potência activa.

facilmente se percebe que desta acção resultará um aumento dos trânsitos de potência activa P_{43} (na linha de interligação, no sentido do barramento 4 para o 3) e P_{32} (na linha 2-3, no sentido do barramento 3 para o 2). Uma forma de evitar congestionamentos nestas linhas, na sequência dos trânsitos de potência adicionais assim sofridos, seria através da consideração de um despacho prévio ao defeito que diminuísse o trânsito de potência activa pré-defeito nesses ramos no sentido da importação. Para a linha 2-3, este resultado seria obtido através da diminuição da produção em $G3$, em detrimento do aumento da produção em $G1$ e $G2$. Para a linha da interligação, a melhor opção seria reduzir o valor da importação em detrimento do aumento da produção na área de controlo 1. Passados alguns instantes após a ocorrência da perda de produção (tipicamente 20 a 30 segundos), começar-se-á a sentir o efeito da acção dos AGC das duas áreas de controlo, que irão actuar de modo a que a perda de produção seja apenas compensada pelos geradores pertencentes à área de controlo 1 (i.e., por $G1$, $G2$ e $G3$). Esta acção será benéfica para a redução de carga na linha de interligação 3-4, podendo ser benéfica para a redução de carga da linha 2-3, no caso do aumento de produção ocorrer maioritariamente em $G1$ e $G2$, ou então pouco ou nada benéfica, no caso de o aumento de produção ocorrer essencialmente em $G3$.

Resumindo, para o exemplo simples que se apresenta na Figura 2.5, conclui-se que o cenário de produção de pré-defeito menos severo para a área de controlo 1, no sentido de evitar a ocorrência de sobrecargas nos ramos no regime pós-perturbação consequente à perda de produção eólica, será aquele que maximiza a produção de $G1$ e $G2$, que minimiza a importação da área 1 e que maximiza a reserva girante secundária (i.e., que é utilizada pelos sistemas de AGC) disponível em $G1$ e $G2$. No entanto, atendendo à dimensão e estrutura emalhada das redes de transporte dos sistemas interligados reais, será muito difícil, se não mesmo impossível, fazer uma identificação deste género para essas redes, nomeadamente porque as condições de operação, que são benéficas para a redução da carga pós-defeito de um ramo, poderão não o ser para a de outro ramo, sendo essa carga dependente de múltiplas condições de operação do sistema que estão entre si relacionadas.

Uma forma de detectar quais os cenários de operação mais severos para um sistema real, face à ocorrência de um curto-circuito em determinado local da rede que possa levar à perda de elevados volumes de produção eólica, passará pela realização de um processo sistemático de

geração de cenários de operação, tal como o que foi implementado para os trabalhos da presente tese e que se descreve no Capítulo 4. Este processo deverá abranger toda a gama de valores das condições de operação que mais influenciam o comportamento dinâmico em análise, que neste caso são as seguintes:

- cenário de consumos;
- valor da importação;
- solução de escalonamento e de despacho;
- cenário de penetração eólica.

Havendo diferentes configurações possíveis para a estrutura da rede de transporte quando o sistema se encontra em regime permanente, estas deverão ser também consideradas.

Para cada cenário gerado, deverá ser feita uma avaliação de segurança recorrendo à simulação dinâmica do sistema para curto-circuitos que ocorram em pontos da rede que levem a elevadas perdas de produção eólica dentro da área de controlo em análise. Estes locais corresponderão aos pontos da rede que estejam electricamente mais próximos dos parques eólicos, bem como aos que disponham de menores valores de potência de curto-circuito, condições estas que tornam grande parte dos elementos da rede de transporte como potenciais locais a considerar para o defeito. Atendendo a estas considerações, uma análise exaustiva deverá ser previamente efectuada para detectar os locais a considerar para o defeito, tal como a que foi realizada no âmbito dos trabalhos que se descrevem em [12].

2.3.2.5 Monitorização do problema de segurança em análise

É opinião da autora da presente tese que, uma opção que poderá evitar muitos custos associados às exigências de *fault ride through capability* para os aerogeradores que não disponham deste requisito, ou aos planos de reforço e expansão das redes de transporte dos sistemas interligados, corresponderá à integração, nos centros de controlo, de ferramentas computacionais que permitam realizar a monitorização de segurança atendendo a perturbações eólicas que possam colocar em risco a segurança de operação do sistemas, nomeadamente das que resultam de elevados volumes de perda de produção eólica na sequência da ocorrência de curto-circuitos na rede de transmissão. Será também de grande interesse que estas ferramentas sejam capazes de sugerir, em tempo real, medidas de controlo a adoptar, para que o sistema

seja capaz de fazer face à eventual ocorrência deste tipo de perturbações, sem que suceda perda de segurança.

Nos trabalhos desenvolvidos na presente tese, foi avaliada a capacidade dos métodos de aprendizagem automática efectuarem este tipo de funções. Neste contexto, foi avaliada a segurança de operação de um sistema interligado de teste relativamente à ocorrência de sobrecargas temporárias nos ramos de transmissão para o regime quasi-estacionário (i.e., durante o regime dinâmico que se segue ao regime transitório) de pós-perturbação que violem os limites de operacionalidade especificados (nomeadamente, para evitar a violação das temperaturas máximas dos ramos e das distâncias mínimas ao solo provocadas pelas flechas das linhas). Neste processo, a carga nos ramos é avaliada mediante o pressuposto de que, durante o período de pós-perturbação em análise, o sistema eléctrico está apenas sujeito a acções de controlo automáticas do sistema, não sendo consideradas quaisquer acções de carácter manual. Justifica-se a aplicação de métodos de aprendizagem automática, para obter previsões rápidas sobre este tipo de comportamentos, uma vez que a única forma alternativa à aplicação deste tipo de métodos, que permite calcular a carga de um ramo num qualquer instante do período dinâmico de operação, corresponde à utilização de ferramentas analíticas convencionais de simulações dinâmica.

No presente trabalho, para caracterizar a segurança de operação do sistema eléctrico, não se considerou a possibilidade de ocorrência de sobrecargas no novo regime permanente de pós-perturbação. Esta opção resultou de se admitir que as redes de transporte estão devidamente dimensionadas para satisfazer os próprios consumos, para todos os cenários possíveis de despacho, quer em situações de operação normal previstas, quer em situações de contingência $n - 1$. Partindo deste pressuposto, mesmo que no novo regime permanente de pós-perturbação, definido pelos sistemas de controlo automático, ocorressem congestionamentos da rede de transmissão (os quais seriam provocados por a perda de produção eólica sentida ser muito superior à reserva girante secundária disponível na área de controlo), estes seriam eliminados através das acções que seria necessário efectuar, ao nível das reservas terciárias, para restabelecer o balanço de potências trocadas nas interligações.

2.4 CONCLUSÕES

Este capítulo consistiu, essencialmente, na descrição do contexto em que se inserem os trabalhos que foram desenvolvidos no âmbito da presente tese. Na secção 2.2 efectua-se uma análise dos procedimentos que têm sido actualmente adoptados para se obter uma operação segurança dos sistemas eléctricos. Nesta descrição, salientam-se as seguintes questões:

- a importância de se considerarem previsões de produção eólica, na definição dos programas de exploração da produção, para se conseguir obter uma gestão mais eficiente das reservas de produção convencional;
- a actual tendência para se reduzir a antecedência com que é definido o programa de exploração da rede, quer devido à liberalização do sector eléctrico, quer devido à necessidade de se obterem previsões precisas sobre a produção eólica;
- a urgente necessidade de passar a incluir restrições de segurança dinâmica durante o processo de definição do programa de exploração e, em especial, aquando da monitorização das actuais condições de operação do sistema.

Na secção 2.3 descrevem-se as perturbações que poderão ser introduzidas pelos aproveitamentos eólicos, e evidenciam-se os problemas de segurança dinâmica que poderão resultar da ocorrência destas perturbações em sistemas eléctricos que exploram elevadas penetrações de produção eólica, sendo feita uma distinção entre o caso dos sistemas eléctricos isolados e os grandes sistemas interligados.

No caso das redes isoladas, explica-se que o impacto das perturbações eólicas se reflecte, essencialmente, ao nível do comportamento transitório da frequência. Salienta-se também que, de modo a garantir a segurança dinâmica de exploração deste tipo de redes, o valor de penetração eólica explorado tem um forte impacto no valor e qualidade da reserva girante que deverá ser disponibilizada no sistema. Neste contexto, descreve-se a estratégia que foi adoptada, no âmbito do projecto MORECARE, para o desenvolvimento de um sistema de controlo especialmente concebido para permitir uma gestão eficiente e segura de sistemas eléctricos isolados que explorem elevadas penetrações de produção eólica. Nesta descrição é dado destaque às funções de segurança dinâmica que foram desenvolvidas no âmbito desse

projecto, nas quais se aplicaram métodos de aprendizagem automática para realizar tarefas de monitorização de segurança dinâmica e de fornecimento de medidas de controlo preventivo.

No caso das grandes redes interligadas, salienta-se que os problemas de segurança dinâmica resultam da incapacidade dos geradores eólicos tradicionais em sobreviver a cavas de tensão, por esta característica poder originar elevadas perdas de produção eólica numa área de controlo, nomeadamente, que ultrapassem as margens de segurança usualmente adoptadas. Explica-se que, para os sistemas eléctricos interligados, o impacto deste tipo de perturbações eólicas se reflecte, essencialmente, ao nível da estabilidade transitória do sistema e da ocorrência de sobrecargas temporárias nos ramos de transmissão durante o regime quasi-estacionário de pós-perturbação. Como exemplo, caracteriza-se a situação particular de alguns sistemas interligados reais, nomeadamente a da Alemanha, Espanha e Portugal. São também evidenciadas as acções que têm sido adoptadas para fazer face a este tipo de perturbações, que têm correspondido à realização de estudos de estabilidade dos quais tem resultado a definição de novas regulamentações, que exigem capacidade de *fault ride through* para os novos geradores eólicos que pretendam entrar em serviço.

Esclarece-se também porque é que as elevadas penetrações de produção eólica que se esperam para os próximos anos poderão vir a provocar congestionamentos das redes de transporte dos sistemas interligados. Neste contexto, evidenciam-se as acções que os operadores das redes planeiam seguir para fazer face a este problema, e que passam pela realização de reforços e expansões da rede e pela adopção de acções de controlo ao nível da operação do sistema.

Salienta-se que uma opção que poderá evitar muitos dos custos associados às exigências de *fault ride through capability* para os aerogeradores que não disponham deste requisito, ou aos planos de reforço e expansão das redes de transporte, corresponderá à integração, nos sistemas de controlo, de ferramentas computacionais que realizem monitorização de segurança dinâmica e que sejam capazes de sugerir medidas de controlo preventivo, atendendo a perturbações eólicas que possam pôr em risco a segurança de operação dos sistemas interligados.

Tendo, no presente trabalho, sido avaliado o problema de segurança dinâmico que resulta da ocorrência de sobrecargas durante o regime quasi-estacionário nos ramos da rede de transporte

de uma área de controlo, como consequência de uma elevada perda de produção eólica, é dado destaque à análise deste problema. Nomeadamente, é feita uma descrição das condições de operação em regime permanente pré-perturbação que terão uma maior influência no comportamento dinâmico em estudo, as quais correspondem às seguintes:

- cenário de consumos;
- valor da importação;
- solução de escalonamento e de despacho;
- cenário de penetração eólica.
- configuração topológica da rede de transporte.

Salienta-se também a importância, no comportamento dinâmico em análise, da acção dos sistemas de controlo automático da geração, i.e. dos sistemas de AGC, bem como da localização das reservas girantes secundárias disponíveis na área de controlo onde ocorre a perda de produção. Conclui-se que uma forma eficiente para se conseguir detectar os cenários de operação que são inseguros, atendendo ao problema de segurança dinâmico em análise, consiste na realização de um processo sistemático de geração de cenários de operação, tal como o que foi implementado no âmbito da presente tese e que se descreve no Capítulo 4.

Por fim, conclui-se que por questões de eficiência computacional, se justifica a aplicação de métodos de aprendizagem automática para obter previsões rápidas sobre o comportamento dinâmico em análise.

Capítulo 3: UTILIZAÇÃO DE MÉTODOS DE APRENDIZAGEM AUTOMÁTICA (AA) PARA AVALIAÇÃO DO PROBLEMA DE SEGURANÇA EM ANÁLISE

3.1 INTRODUÇÃO

O termo Aprendizagem Automática (AA) é utilizado para denominar uma área de investigação cujo objectivo consiste na extracção de informação sintética de alto nível (conhecimento) a partir de um conjunto de dados que contenham uma grande quantidade de informação de baixo nível [21].

Entre os métodos de AA, distinguem-se os que realizam aprendizagem supervisionada (processo denominado, na literatura anglo-saxónica, *supervised learning* ou *learning by example*) ou não-supervisionada (processo denominado, na literatura anglo-saxónica, *unsupervised learning*). Mais concretamente:

- Na aprendizagem supervisionada, parte-se de um conjunto de exemplos de entradas-saída (observações), recorrendo-se a métodos de inferência indutiva para se obter um modelo funcional que, hipoteticamente, explique as relações causa/efeito observadas entre as entradas e a saída.
- Na aprendizagem não-supervisionada recorre-se a métodos de inferência indutiva para formar grupos de observações que estejam de alguma forma relacionadas. Denomina-se não-supervisionada por não ser dada nenhuma informação em relação aos fenómenos causa/efeito que possam existir dentro do domínio em análise.

Nesta dissertação, atendendo ao tipo de funcionalidades pretendidas, foram utilizados métodos de AA supervisionada. Neste capítulo descreve-se a metodologia seguida, no presente trabalho, para a obtenção e avaliação de desempenho de um modelo funcional de AA que realize avaliação de segurança do problema dinâmico em análise – *ocorrência de sobrecargas em regime quasi-estacionário nos ramos de transmissão de uma área de controlo de um*

sistema eléctrico interligado, como consequência da ocorrência de uma perda de produção eólica nessa área de controlo. Na secção 3.2 apresentam-se os conceitos gerais da aplicação de métodos de AA supervisionada, sendo na secção 3.3 referidas algumas das abordagens já seguidas, em outros trabalhos, para aplicação no âmbito da avaliação de segurança dinâmica de sistemas eléctricos. Na secção 3.4 detalham-se as técnicas de AA utilizadas, sendo justificadas as opções tomadas face a outras abordagens existentes. Finalmente, na secção 3.5 é feita uma descrição das principais fases da metodologia seguida, no presente trabalho, para a obtenção dos modelos funcionais de AA para avaliação do problema de segurança estudado para a rede interligada de teste que se descreve no Capítulo 4.

3.2 CONCEITOS GERAIS DE APRENDIZAGEM AUTOMÁTICA (AA) SUPERVISIONADA

3.2.1 *Formulação Matemática*

Adoptando a formulação matemática para o caso de problemas multi-variável, o objectivo da AA supervisionada consiste na obtenção de um modelo funcional do tipo $y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ que explique, o melhor possível, as relações observadas entre o valor de y (variável dependente, alvo ou de saída) e o valor de n variáveis x_1, x_2, \dots, x_n (variáveis independentes, atributos, características, ou variáveis de entrada). Este modelo é obtido por aplicação de um processo de inferência indutiva a uma amostra composta por um elevado número de exemplos (também denominados observações) da função desconhecida, ou seja, de instâncias do vector $[x_1, x_2, \dots, x_n, y]$. Considera-se que o modelo assim obtido consiste numa hipotética generalização das observações contidas na amostra.

Os modelos funcionais obtidos por este processo são geralmente utilizados para a realização de previsões do valor da variável y , com base em futuras instâncias das variáveis x_1, x_2, \dots, x_n . Para determinados tipos de modelos funcionais, que tenham a característica de

serem de alguma forma interpretáveis, estes podem ser também utilizados para a extracção de novos conhecimentos sobre a relação existente entre y e as variáveis x_1, x_2, \dots, x_n .

A amostra utilizada para a extracção do modelo funcional pode definir-se como:

$$\{\langle \mathbf{x}_i, y_i \rangle\}_{i=1}^{ne} \quad (3.1)$$

onde

ne : número de exemplos da amostra;

y_i : valor da variável de saída para o exemplo i da amostra;

$\mathbf{x}_i = [x_1, x_2, \dots, x_n]_i$: vector que contém os valores das n variáveis de entrada para o exemplo i da amostra.

Nestes problemas, as variáveis de entrada e de saída podem ser do tipo:

- booleano ou binário (i.e., com dois valores lógicos);
- nominal (i.e., que tem, como domínio, um conjunto finito de classes como {vermelho, amarelo, azul});
- ordinal (i.e., que tem, como domínio, um conjunto finito de classes que segue uma ordem natural, como {pequeno, médio, grande});
- numérico (podendo corresponder a valores reais ou inteiros).

Quando y corresponde a um valor numérico, estes problemas denominam-se problemas de regressão. Nos restantes casos, geralmente denominam-se problemas de classificação.

Em métodos de AA supervisionada, a relação obtida entre a variável de saída y e o vector de variáveis de entrada $\mathbf{x}_i = [x_1, x_2, \dots, x_n]_i$, para um determinado exemplo i da amostra, pode descrever-se da seguinte forma:

$$y_i = f(\mathbf{p}, \mathbf{x}_i) + \varepsilon_i = \hat{y}_i(f) + \varepsilon_i \quad (3.2)$$

onde

$\hat{y}_i(f) = f(\mathbf{p}, \mathbf{x}_i)$: previsão de y_i fornecida pelo modelo funcional f ;

\mathbf{p} : conjunto de parâmetros do modelo funcional;

ε_i : erro obtido por realizar a previsão de y_i a partir de $f(\mathbf{p}, \mathbf{x}_i)$.

O processo de treino (ou de aprendizagem) do modelo funcional consiste na procura dos parâmetros p que optimizem um determinado critério de selecção. Geralmente, o critério que se utiliza é o de minimização dos erros de previsão ε_i , ou por outras palavras, de maximização da precisão da previsão. Quando os modelos funcionais são interpretáveis, utiliza-se, por vezes, um critério de selecção que realize um compromisso entre a minimização dos erros de previsão e da complexidade do modelo. Na literatura, os diversos métodos de AA supervisionada distinguem-se pelo tipo de modelo funcional considerado, bem como pela técnica utilizada para procurar os parâmetros que optimizem um determinado critério de selecção.

3.2.2 *Estimativas do Erro de Previsão*

Independentemente do tipo de modelo funcional utilizado, a obtenção de uma estimativa para a precisão desse modelo passa pela utilização de uma amostra da qual se conheça o verdadeiro valor da variável de saída y . Efectivamente, por comparação, para cada exemplo i da amostra, entre o valor previsto pelo modelo funcional, $\hat{y}_i(f)$, e o verdadeiro valor da variável de saída, y_i , será possível quantificar estimativas para a precisão do modelo através de índices numéricos. Em problemas de regressão (i.e., quando a variável de saída é do tipo numérico) estes índices numéricos denominam-se erros de regressão, sendo o mais utilizado o Erro Quadrático Médio (denominado, na literatura anglo-saxónica, *Mean Squared Error*), calculando-se da seguinte forma:

$$MSE(f) = \frac{1}{ne} \sum_{i=1}^{ne} (y_i - \hat{y}_i(f))^2 \quad (3.3)$$

onde ne é número de exemplos da amostra utilizada.

Para além do MSE , também é costume recorrer-se ao cálculo dos seguintes erros de regressão:

- Erro Absoluto Médio (denominado, na literatura anglo-saxónica, *Mean Absolute Error*), dado por:

$$MAE(f) = \frac{1}{ne} \sum_{i=1}^{ne} |y_i - \hat{y}_i(f)| \quad (3.4)$$

- Erro Quadrático Médio Relativo (denominado, na literatura anglo-saxónica, *Relative Mean Squared Error*), dado por:

$$RE(f) = \frac{MSE(f)}{MSE(\bar{y})} = \frac{\frac{1}{ne} \sum_{i=1}^{ne} (y_i - \hat{y}_i(f))^2}{\frac{1}{ne} \sum_{i=1}^{ne} (y_i - \bar{y})^2} \quad (3.5)$$

onde

$$\bar{y} = \frac{1}{ne} \sum_{i=1}^{ne} y_i : \text{valor médio amostral de } y ;$$

$$MSE(\bar{y}) : \text{desvio quadrado médio amostral de } y^1.$$

Quando comparado com o *MSE*, o valor do *MAE* é menos sensível à existência de casos excepcionais para os quais a previsão do modelo se afaste, de forma substancial, do verdadeiro valor da variável de saída (casos que se denominam *outliers*, na literatura anglo-saxónica). Por esta razão, é mais usual o uso do *MSE*. O *RE* corresponde a um erro de previsão relativo, com um valor máximo de 1, que calcula a razão do *MSE* em relação ao valor que seria obtido se a função de previsão correspondesse ao valor médio amostral. Assim, um valor de *RE* inferior a 1 indica que o modelo funcional fornece previsões mais precisas do que a simples utilização do valor médio da saída.

No contexto da aplicação para avaliação de segurança de sistemas eléctricos, é costume definir-se um valor da saída *y* a partir do qual se considera que o sistema perde segurança, ou seja, um limiar de segurança. Nestes casos, é costume ainda estimar o erro do modelo funcional em relação à sua capacidade de prever se o sistema é “seguro/inseguro”, através do cálculo dos seguintes erros de classificação:

- Erro de Classificação Global (denominado, na literatura anglo-saxónica, *Global Classification Error*), dado por:

$$GCE(f) = \frac{n_{CE}(f)}{ne} \quad (3.6)$$

¹ A única diferença entre o desvio quadrado médio amostral e a variância amostral resulta da última ser dividida por $ne - 1$ e não por ne .

onde $n_{CE}(f)$ é o número de exemplos da amostra que são mal classificados por f .

- Erro de Falso Alarme (denominado, na literatura anglo-saxónica, *False Alarm Error*), dado por:

$$FA(f) = \frac{n_{FA}(f)}{ne_S} \quad (3.7)$$

onde

$n_{FA}(f)$: número de exemplos seguros da amostra para os quais f forneceu uma classificação de “inseguro” (i.e., nº de falsos alarmes);
 ne_S : número de exemplos seguros da amostra.

- Erro de Falha de Alarme (denominado, na literatura anglo-saxónica, *Missed Alarm Error*), dado por:

$$MA(f) = \frac{n_{MA}(f)}{ne_I} \quad (3.8)$$

onde

$n_{MA}(f)$: número de exemplos inseguros da amostra para os quais f forneceu uma classificação de “seguro” (i.e., nº de falha de alarmes);
 ne_I : número de exemplos inseguros da amostra.

De entre os erros de classificação apresentados, o MA é o que tem maior relevância, uma vez que estima a taxa de ocorrência de situações em que o modelo funcional não será capaz de detectar perda de segurança do sistema eléctrico.

3.2.3 Avaliação da Capacidade de Generalização

A amostra utilizada durante o processo de treino para a construção do modelo funcional é usualmente denominada conjunto de treino (intitulada, na literatura anglo-saxónica, *Learning Set* ou *Training Set*). Se, durante o processo de treino, existir alguma fase de avaliação da precisão do modelo funcional, essa avaliação deverá ser feita com uma amostra da mesma população que não tenha sido usada para a construção do modelo, a qual se denomina conjunto de validação. A adopção de um conjunto de validação diferente do de treino poderá ser vital para que se consiga obter um modelo funcional com uma boa capacidade de generalização, ou

seja, com capacidade de prever com precisão a saída de futuros exemplos pertencentes à mesma população do conjunto de treino, mas que não tenham sido usados para treino. Efectivamente, em qualquer método de AA, a obtenção de estimativas para o erro de previsão a partir do conjunto de treino traduz-se, geralmente, no fornecimento de valores optimistas (estas estimativas são denominadas, na literatura anglo-saxónica, *biased estimates*). Por esta razão, se durante o processo de treino forem adoptados critérios de selecção baseados na minimização dos erros de treino, corre-se o risco da estrutura treinada ficar sobre-adaptada ao conjunto de treino (fenómeno denominado *overfitting*, na literatura anglo-saxónica), perdendo, por isso, capacidade de generalização.

Seguindo o mesmo raciocínio, para avaliar correctamente a capacidade de generalização do modelo funcional resultante do processo de treino, utiliza-se uma terceira amostra da mesma população, a qual se denomina conjunto de teste (denominado, na literatura anglo-saxónica, *Testing Set*). Dentro da metodologia de realizar avaliação de desempenho com uma amostra diferente da utilizada no processo de construção do modelo, distinguem-se as técnicas de *Holdout* e de *k-fold Cross-Validation*.

Tal como se descreve em [29], para aplicação da técnica de *Holdout*, a amostra disponível é aleatoriamente dividida em dois sub-conjuntos disjuntos, sendo um dos conjuntos utilizado para o processo de treino e o restante conjunto (o *Holdout*) para a avaliação de desempenho final do modelo funcional treinado. A partição do conjunto de dados necessária para a aplicação desta técnica, deverá ser definida tendo em atenção que se a maior parte dos exemplos for deixado para a avaliação de desempenho, de modo a garantir uma boa estimativa para o erro de previsão, então a qualidade do modelo funcional poderá vir reduzida. Por outro lado, se a maioria dos exemplos for utilizada no processo de treino, então o erro de previsão fornecido pelos exemplos que sobram poderá fornecer uma informação errada acerca da qualidade do modelo funcional treinado. Atendendo a estas considerações, tipicamente utiliza-se cerca de 30% dos exemplos para o conjunto de teste (o *Holdout*) e os restantes 70% para o processo de treino. Sendo necessário um conjunto de validação, de entre os exemplos seleccionados para treino, geralmente cerca de 30% dos exemplos são aleatoriamente seleccionados para o conjunto de validação ficando os restantes 70% para o conjunto de treino. Ainda segundo [30] e no contexto do treino de árvores de decisão ou de regressão, para o conjunto de teste é frequentemente considerado 1/3 da amostra disponível, sendo os restantes

exemplos deixados para o treino. No contexto do treino de árvores de regressão aplicando técnicas de podagem e baseando-se num extenso numero de experiências, em [31] sugere-se que o tamanho do conjunto de teste deva ser decidido por aplicação da seguinte regra empírica:

$$\#\{\text{conjunto de teste}\} = \min(0.3 \times \#\{\text{amostra disponível}\}, 1000) \quad (3.9)$$

ou seja, o conjunto de teste deverá corresponder a 30% das amostras disponíveis, não sendo, no entanto, necessários mais do que 1000 exemplos para se conseguir obter uma boa estimativa para o erro de previsão.

Segundo [30], na técnica de *k-fold Cross-Validation* a amostra disponível é aleatoriamente dividida em k subconjuntos disjuntos, contendo, cada conjunto, aproximadamente o mesmo número de observações. Para cada subconjunto dos k criados, é treinado um modelo funcional com os restantes $k-1$ subconjuntos, sendo o teste à avaliação de desempenho do modelo feito com o único subconjunto que não foi utilizado no processo de treino. Deste processo resultam, assim, k modelos funcionais e respectivas estimativas do erro de previsão. O objectivo da técnica de *k-fold Cross-Validation* consiste em obter uma estimativa fiável para o erro de previsão do modelo funcional que resulta da utilização de toda a amostra no processo de treino, sendo essa estimativa dada pelo valor médio dos k erros de previsão. Um caso particular desta técnica consiste em considerar k igual à dimensão da amostra. Esta variante (usualmente conhecida por *Leave-One-Out Cross Validation*) exige um elevado esforço computacional, pelo que é apenas utilizada quando a dimensão da amostra é muito pequena.

A técnica de *k-fold Cross-Validation* tem a desvantagem, em relação à técnica de *Holdout*, de exigir um maior esforço computacional. Sendo assim, a técnica de *Holdout* é a mais apropriada no caso de amostras de grande dimensão, sendo a técnica de *k-fold Cross-Validation* uma boa alternativa apenas quando a dimensão da amostra não for suficiente para se poder aplicar a técnica anterior. Em [21] refere-se, como regra prática, a utilização da técnica de *Holdout* nos casos em que a amostra tenha uma dimensão superior a 1000 exemplos, devendo ser utilizada a técnica de *k-fold Cross-Validation* (por exemplo, com $k=10$) se a dimensão da amostra estiver entre cerca de 500 e 1000 exemplos, e, finalmente, a técnica de *Leave-One-Out Cross Validation* se o número de exemplos for inferior a 200.

3.3 APLICAÇÃO DE AA SUPERVISIONADA PARA AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA DINÂMICA DE SEE

No contexto da aplicação para a avaliação de segurança dinâmica de sistemas eléctricos, o modelo funcional de AA obtido costuma denominar-se função de segurança ou estrutura de segurança, no qual:

- As variáveis de entrada, $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]$, caracterizam o cenário de operação do sistema, correspondendo, geralmente, a condições de operação em regime estacionário pré-perturbação, podendo consistir em medidas do sistema, como trânsito de potências nos ramos, potências geradas ou consumidas e tensões nos barramentos, ou então a valores derivados dessas medidas, como reservas girante ou penetrações eólicas.
- A variável de saída, y , caracteriza o comportamento dinâmico que o sistema terá na sequência da ocorrência de uma determinada perturbação pré-especificada, no caso de este se encontrar com as condições de operação definidas por \mathbf{x} . Neste contexto, y denomina-se índice de segurança. Os índices de segurança mais utilizados, em problemas de classificação, são os que caracterizam o sistema como “seguro/inseguro” ou como “estável/instável” atendendo a um determinado critério de segurança estabelecido, correspondendo assim a índices de segurança qualitativos. Em problemas de regressão, utilizam-se índices de segurança quantitativos, os quais dependem do tipo de problema que se pretende analisar, podendo ser dados como exemplo os seguintes:
 - tempo crítico de eliminação do defeito (para a definição de limites de estabilidade transitória);
 - valor máximo atingido pelos desvios transitórios e taxas de variação da frequência (para avaliação do comportamento transitório da frequência);
 - caracterização de modos de oscilação críticos (para avaliação de problemas de estabilidade de pequeno sinal).

A amostra engloba o conhecimento que se tem sobre o comportamento dinâmico do sistema eléctrico face à ocorrência de perturbações. Os registos de problemas de segurança ocorridos num sistema eléctrico não costumam ter uma dimensão suficiente para que se consiga, a partir daí, obter um modelo funcional de AA que generalize o comportamento do sistema. Assim, a

amostra, a qual também se denomina conjunto de dados, é geralmente obtida através de um processo de sorteio massivo que abrange toda a gama de operação possível do sistema, no qual os índices de segurança são calculados por simulação, através da resolução numérica de modelos analíticos convencionais.

De acordo com o tipo de variável de saída y utilizada, a estrutura de AA será capaz de caracterizar a segurança do sistema de diferentes formas. Nomeadamente, no caso de fornecer índices de segurança qualitativos, a estrutura de AA realiza classificação da segurança. No caso de fornecer índices de segurança quantitativos, para além de realizar classificação de segurança, a estrutura de AA permitirá definir o nível de segurança do sistema eléctrico, uma vez que se torna possível quantificar a distância do valor de y em relação ao valor que define o limiar de segurança do sistema eléctrico.

Tal como se refere em [21], os primeiros trabalhos onde se propõe a utilização de métodos de AA para realizar avaliação de segurança em tempo real de sistemas eléctricos foram efectuados no final dos anos sessenta por DyLiacco [32]. Desde então, muitos trabalhos têm vindo a ser desenvolvidos nesta área, podendo em [4] encontrar-se um estado da arte sobre esta matéria para trabalhos publicados até ao ano de 1993. Estas técnicas têm sido exploradas, essencialmente, para análise do seguinte tipo de problemas de comportamento dinâmico:

- estabilidade de tensão (ex: [33] e [34]);
- estabilidade da frequência (ex: [35], [36], [37], [38], [39], [40], [75] e [76]);
- estabilidade transitória (ex: [41], [42], [70], [71], [72], [73] e [74]).

Nestes trabalhos, para realizar classificação de segurança de sistemas eléctricos foram exploradas, com sucesso, diversas técnicas de AA, de entre as quais se salientam as seguintes:

- árvores de decisão;
- técnicas de reconhecimento de padrões, como a regra dos k-vizinhos mais próximos ou o método discriminante de Fisher.

Relativamente às técnicas que, para além de fornecerem classificação de segurança, têm sido mais frequentemente exploradas para caracterizar o nível de segurança de sistemas eléctricos salientam-se as:

- redes neuronais artificiais;

- árvores de regressão;
- árvores de regressão Kernel.

Tal como já se explicou no Capítulo 1, a resolução numérica de modelos analíticos convencionais dos sistemas eléctricos consiste na melhor estratégia para se obterem previsões precisas sobre o comportamento dinâmico do sistema. As estruturas de segurança de AA criadas poderão complementar as funcionalidades fornecidas por estes modelos das seguintes formas:

- eficiência computacional;
- interpretabilidade.

Em termos da eficiência computacional, a utilização de estruturas de segurança de AA, como substituição dos modelos analíticos dos sistemas eléctricos, permite a obtenção de valores para a resposta do sistema com uma redução significativa dos tempos de cálculo. Esta característica possibilita que muitas das avaliações de comportamento dinâmico, que são realizadas em modo de estudo para a extracção de restrições de segurança, passem a ser efectuadas em ambiente de tempo real (tal como já se exemplificou, no Capítulo 2, com a descrição dos trabalhos desenvolvidos no âmbito do projecto MORECARE). Outro exemplo de aplicação corresponde à construção de nomogramas, tal como o que se exemplifica na Figura 3.1. Os nomogramas são tradicionalmente utilizados pelos operadores de sistemas eléctricos, consistindo em gráficos a duas dimensões que representam a região de segurança do sistema em função da variação de condições de operação consideradas críticas, e supondo uma gama de valores típicos ou a constância de outras condições de operação. Geralmente, cada fronteira de segurança está associada a uma perturbação e a um tipo de problema de segurança, sendo a região de segurança definida pela intercepção de todas as fronteiras. Por apresentar a região de segurança, dentro da qual o sistema poderá ser manobrado sem que ocorra violação das margens de segurança estabelecidas, este tipo de gráficos poderá ajudar na definição de acções de controlo preventivo. Na construção de um nomograma, haverá vantagem em recorrer a estruturas de AA para calcular as fronteiras de segurança, uma vez que a utilização de ferramentas analíticas convencionais tornaria esse processo extremamente demorado. Em [43] publica-se um trabalho de investigação onde esta estratégia foi seguida recorrendo a redes neuronais artificiais.

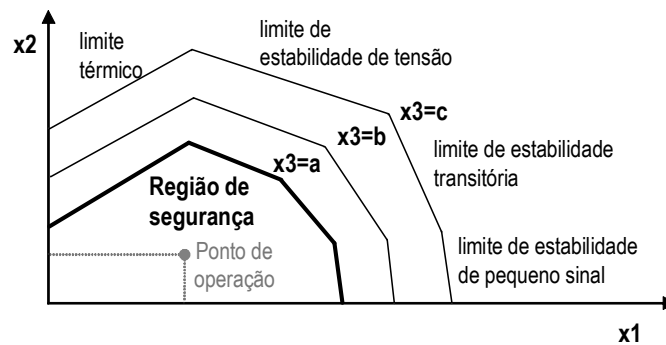


Figura 3.1 – Exemplo de nomograma resultante da combinação de fronteiras de segurança para 3 parâmetros (adaptado de [43])

Em termos de interpretabilidade, a aplicação de técnicas de AA poderá ser muito poderosa quando comparada com a utilização de ferramentas analíticas convencionais. Uma das principais razões para tal, consiste no facto de existirem diversas técnicas de AA que permitem explicar a relação causa/efeito existente entre as variáveis de entrada $[x_1, x_2, \dots, x_n]$ e a saída y . As técnicas de AA mais utilizadas nesta área são as árvores de decisão ou de regressão, uma vez que permitem o fornecimento de regras do tipo condicional (*If-Then-Else*) com uma estrutura semelhante à que é usualmente adoptada pelos operadores de sistema. Estas regras são de fácil interpretação, podendo corresponder a uma mais valia para compreender melhor os fenómenos que têm lugar nos sistemas eléctricos e assim permitir que se definam melhores regras de operação. Como exemplo de trabalhos onde se recorreu a este tipo de técnicas de AA para a extracção de regras interpretáveis, referem-se os publicados em [34], [36], [38], [39], [41] e [76], no caso de aplicação de árvores de decisão, e os publicados em [33], [34] e [37] no caso de aplicação de árvores de regressão.

Para além das vantagens atrás mencionadas, de eficiência computacional e interpretabilidade, uma outra funcionalidade muito atractiva da aplicação de modelos funcionais de AA corresponde à sua integração em algoritmos que sejam capazes de fornecer, de uma forma automática e rápida, sugestões sobre as medidas de controlo preventivo a tomar para garantir a segurança dinâmica de operação de sistemas eléctricos. Uma descrição sobre os trabalhos de investigação realizados nesta área é efectuada no Capítulo 6.

3.4 MÉTODOS DE AA UTILIZADOS

Atendendo ao tipo de problema de segurança em análise – *avaliação da ocorrência de sobrecargas em regime quasi-estacionário em ramos de transmissão* – no presente trabalho foram explorados modelos funcionais de AA capazes de resolver problemas de regressão. Efectivamente, a capacidade de transporte de uma linha de transmissão depende da temperatura ambiente a que esta está sujeita, pelo que o limiar de segurança em termos de sobrecarga em linhas corresponderá a um valor que varia com condições externas, necessitando assim de ser ajustado em tempo real. Por esta razão, torna-se mais trabalhoso treinar, à priori, uma estrutura de AA que apenas realize a classificação de “seguro/inseguro”, por este processo exigir que se considere, como entrada adicional, a temperatura ambiente, o que implicaria um maior esforço computacional na fase de geração de dados por necessitar de abranger toda a gama de valores possíveis desta condição de operação. Esta situação exigiria também que se definisse, à partida, a relação existente entre a temperatura ambiente e o limiar de segurança de cada linha de transmissão, de modo a permitir classificar cada cenário de operação pré-analisado do conjunto de dados gerado como “seguro/inseguro” em função da temperatura ambiente. Por último, para obter uma correcta utilização das estruturas de segurança treinadas em tempo real, a temperatura ambiente teria que corresponder a uma medida do sistema que se disponibilizasse pelo sistema de SCADA existente no centro de controlo.

De entre as técnicas de AA que resolvem problemas de regressão, testou-se a capacidade de previsão de modelos funcionais do seguinte tipo:

- Redes Neurais Artificiais (denominadas, na literatura anglo-saxónica, *Artificial Neural Networks* – ANN), sendo esta técnica detalhada na secção 3.4.1;
- Modelos de Regressão Linear (denominados, na literatura anglo-saxónica, *Linear Regression Models* - LRM), sendo esta técnica detalhada na secção 3.4.2;
- Estrutura híbrida que resulta da utilização de LRM nas folhas de uma árvore de regressão (denominada, na literatura anglo-saxónica, *Regression Trees* – RT), sendo esta técnica detalhada na secção 3.4.3 e designada, no presente trabalho, árvores de regressão linear.

Tal como se detalha no Capítulo 1, optou-se à partida por recorrer à aplicação de ANN atendendo à já demonstrada superioridade deste tipo de técnica em fornecer previsões precisas

sobre a segurança de exploração de sistemas eléctricos, para outro tipo de problemas dinâmicos. Estas conclusões podem ser encontradas em diversos trabalhos, tal como nos que se publicam em:

- [34] (para análise de problemas de estabilidade da tensão);
- [5] e [36] (para análise de problemas do comportamento transitório da frequência);
- [42] (para análise de problemas de estabilidade transitória).

Saliente-se, contudo, que destas experiências não se pode inferir que as ANN correspondam à técnica mais precisa para realizar avaliação de problemas de sobrecarga temporária em ramos de transmissão. Isto porque, tal como se explica em [44], da realização de experiências para a comparação de desempenho de diferentes métodos de aprendizagem automática, em diversos problemas reais, se mostrou a impossibilidade de identificar um dos métodos como o que fornece melhores desempenhos em todos os domínios.

Fizeram também parte dos objectivos da presente tese, testar a capacidade de previsão de LRM, atendendo à interessante possibilidade de assim se criarem restrições de segurança dinâmica do tipo linear. Efectivamente, a obtenção deste tipo de restrições possibilitou a implementação do algoritmo que se descreve no Capítulo 6, para o fornecimento de medidas de controlo preventivo atendendo ao problema de segurança em análise. Este algoritmo baseia-se na resolução de problemas de optimização do tipo linear, aproveitando-se assim as vantagens resultantes da utilização do método *Simplex*, quer em termos de eficiência computacional, quer em termos da capacidade de atingir o óptimo global. No mesmo contexto, e com o objectivo de melhorar a precisão das restrições de segurança dinâmica do tipo linear, testou-se a capacidade de previsão do modelo funcional híbrido que resulta do treino dos LRM nas folhas de uma RT.

Da análise da literatura da especialidade, verificou-se que a primeira aplicação de RT para realizar avaliação de segurança dinâmica de sistemas eléctricos deve-se a L. Wehenkel [33], em 1996, para a análise de problemas de estabilidade da tensão. Recentemente, em [34] (F. Fernandes, 2001) pode analisar-se um trabalho de Doutoramento onde se testou a capacidade de previsão da estrutura híbrida que resulta da utilização de modelos de regressão Kernel nas folhas de uma RT, para análise do mesmo problema de segurança dinâmico. Tal como já se referiu, destes últimos trabalhos concluiu-se que as ANN apresentam melhor desempenho em termos de capacidade de previsão. Dos trabalhos de Mestrado publicados em [37] (Helena Vasconcelos, 1999) testou-se a capacidade de previsão do mesmo tipo de estrutura híbrida (i.e.,

RT com funções de regressão Kernel nas folhas, denominadas, nesse trabalho, KRT) para avaliar problemas de comportamento transitório da frequência de redes isoladas na sequência da ocorrência de perturbações severas na produção. Por comparação com os resultados fornecidos pelas ANN para avaliar os mesmos problemas de segurança, deste trabalho observou-se que ambas as técnicas de AA (ANN ou KRT) fornecem desempenhos de previsão muito semelhantes. Contudo, devido às funções Kernel terem que ser calculadas no momento em que se efectua cada previsão, observou-se assim que as KRT têm a desvantagem de exigir maior esforço computacional durante o processo de previsão em tempo real.

Nos trabalhos de Doutoramento apresentados em [29] (L. Torgo, 1999), compara-se o desempenho de previsão entre as RT que utilizam modelos de regressão linear nas folhas com as que utilizam modelos de regressão Kernel. Destes estudos se conclui que, em alguns domínios, o primeiro tipo de estrutura mostrou ser o mais preciso, apesar de geralmente se observar o contrário. Nos trabalhos da presente tese, com o objectivo de se obter uma estrutura em árvore mais precisa, optou-se por testar a capacidade de previsão de RT com modelos de regressão linear nas folhas, e não com funções de regressão Kernel, atendendo às já referidas vantagens resultantes da utilização de restrições de segurança do tipo linear.

3.4.1 *Redes Neurais Artificiais (ANN)*

As ANN consistem numa técnica estatística moderna que tem sido amplamente utilizada, como método de aprendizagem automática, em diversos domínios reais. O primeiro modelo de uma ANN surgiu no ano de 1943 com os trabalhos que se descrevem em [45], nos quais se pretendia estudar e modelizar as capacidades de aprendizagem dos humanos. Desde então, muitas variantes foram criadas, as quais se distinguem pelos modelos funcionais considerados e pelas técnicas de treino aplicadas. Não fazendo parte dos objectivos da presente dissertação realizar o estado da arte relativo a esta matéria, descreve-se apenas a estrutura extensamente utilizada em avaliação de segurança dinâmica de sistemas eléctricos, a qual foi adoptada nos trabalhos da presente tese: a rede neuronal do tipo Perceptrão Multicamada (denominada, na literatura anglo-saxónica, *Multilayer Perceptrons* – MLP). Tal como se cita em [21], este tipo de ANN é frequentemente indicado como um dos métodos mais fiáveis dentro da aprendizagem automática. Estas ANN podem ser aplicadas para resolver problemas de

classificação ou de regressão, tendo a particularidade de serem capazes de resolver vários problemas ao mesmo tempo, através da consideração de mais do que uma variável de saída.

Como problemas da utilização deste tipo de modelo funcional, é costume referir-se o elevado tempo de cálculo exigido durante o processo de treino. Contudo, actualmente existem já muitos algoritmos de treino, alternativas aos tradicionais, que tentam minorar este aspecto. Para dar um exemplo das potencialidades destes algoritmos refira-se que, no presente trabalho, foram exigidos entre 2 a 3 minutos para o treino de uma ANN com 82 entradas, 6 unidades escondidas e uma variável de saída, tendo sido utilizados 2596 exemplos para o conjunto de treino e 1000 exemplos para o conjunto de validação. Para estes treinos recorreu-se ao algoritmo de Levenberg-Marquardt que se disponibiliza na *Toolbox* de Redes Neurais do programa MATLAB [46], tendo estes decorrido num PC com as seguintes características: Sistema operativo Windows XP, 512 MB de RAM, Pentium IV, 1.7 GHz. Apesar de 2 a 3 minutos parecer, à partida, pouco tempo, na realidade o processo de treino de uma ANN pode demorar bastante mais tempo. Isto porque, tal como se compreenderá após a leitura do presente capítulo, a procura de uma ANN com o melhor desempenho de previsão possível requer a repetição de vários treinos, de modo a que se testem diversas alternativas, como as que envolvem a escolha:

- dos valores a considerar, previamente ao treino, para os parâmetros da ANN;
- da estrutura da ANN (número de camadas e unidades escondidas);
- do vector de variáveis de entrada;
- do algoritmo de treino a adoptar.

As ANN são também, com frequência, consideradas “caixas pretas”, atendendo à dificuldade de se conseguir interpretar as relações entre cada variável de saída e de entrada a partir da simples observação da estrutura treinada. No entanto, esta última característica é, de alguma forma, compensada por a estrutura de uma ANN permitir que se calcule, de uma forma simples e eficaz, o valor da derivada de cada saída i em relação a cada entrada j (i.e., $\partial y_i / \partial x_j$), para cada ponto do domínio do vector de entradas. O valor desta derivada poderá ser interpretado como correspondendo a uma estimativa da alteração que cada unidade de variação da variável de entrada x_j provoca na variável de saída y_i , no caso de as restantes variáveis de entrada se mantiverem constantes. Esta capacidade das ANN foi já explorada em diversos trabalhos ([73][74][75]) para o fornecimento, em tempo real, de medidas de controlo

preventivo, através da implementação de algoritmos de optimização que se baseiam em técnicas de gradiente, nas quais o gradiente é fornecido por ANN. Nos trabalhos que se publicam em [47] e [48], a mesma capacidade das ANN foi explorada para o cálculo de índices de sensibilidade de cada saída em relação a cada entrada, com o objectivo de realizar uma ordenação de importância entre variáveis de entrada candidatas, de modo a seleccionar apenas as que permitem o treino de uma ANN com melhor capacidade de previsão (técnica que se denomina selecção de características e que se descreve em mais pormenor na secção 3.5.3.2).

3.4.1.1 Estrutura de uma ANN

De uma forma geral, pode-se dizer que uma ANN é composta por elementos de processamento simples com um elevado grau de conexão entre eles. Na Figura 3.2 apresenta-se a estrutura típica de um desses elementos, que se denominam unidades (*neuron*, na literatura anglo-saxónica,).

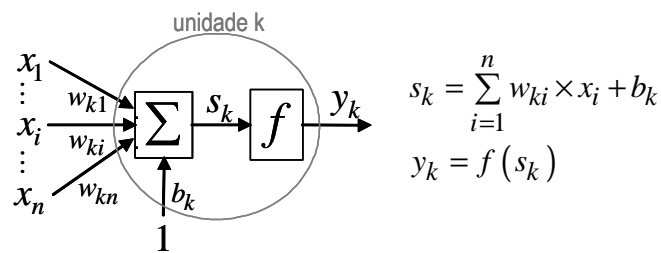


Figura 3.2 – Estrutura típica da unidade de uma ANN

Tal como se observa nesta figura, cada unidade k de uma ANN realiza o seguinte conjunto de operações básicas em função das suas variáveis de entrada x_i (para $i = 1, \dots, n$):

- soma pesada de todas as variáveis de entrada, dada por $\sum_{i=1}^n w_{ki} \times x_i$, onde cada parâmetro w_{ki} corresponde ao peso da ligação (*weight*, segundo a literatura anglo-saxónica) entre a variável de entrada i e a unidade k ;
- ao resultado da operação anterior, é somado um parâmetro b_k , o qual é denominado polarização (*bias*, segundo a literatura anglo-saxónica);
- finalmente, a saída da unidade, y_k , resulta da aplicação de uma função de activação

$f(s_k)$ ao resultado do somatório atrás descrito, dado por $s_k = \sum_{i=1}^n w_{ki} \times x_i + b_k$.

Note-se que a polarização b_k poderá ser vista como o peso da ligação entre uma variável de entrada unitária e a unidade k , pelo que este tipo de parâmetro é, por muitos autores, considerado como um peso da ANN.

Na Figura 3.3 apresenta-se a estrutura (também denominada arquitectura) que é tipicamente utilizada para as ANN do tipo MLP. Este tipo de estrutura denomina-se, na literatura anglo-saxónica, *multilayer feedforward network*. Tal como se pode visualizar na figura, as unidades são arrumadas por camadas, nas quais, com excepção da camada de entrada, cada unidade de uma camada é alimentada por todas as unidades da camada anterior. Por o sentido das ligações entre unidades ser sempre da camada de entrada para a de saída, estas ANN definem-se por ser do tipo *feedforward*.

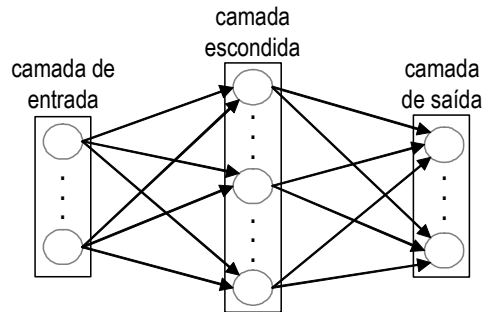


Figura 3.3 – Estrutura típica de uma ANN do tipo Percepção Multicamada (ex. com uma camada escondida)

As ANN do tipo MLP foram criadas, inicialmente, para aplicação em problemas de classificação, tendo posteriormente evoluído para serem também capazes de resolver problemas de regressão. No contexto da utilização em problemas de regressão, é costume considerar-se, como funções de activação, uma função não linear do tipo sigmóide para as unidades das camadas escondidas e uma função linear pura (i.e., do tipo $y = x$) para as unidades da camada de saída. Por sigmóide entende-se uma função monotonamente crescente, com um ponto de inflexão, que realize a transformação de uma grandeza com um domínio de valores no intervalo $[-\infty; +\infty]$ para um domínio de valores num intervalo finito, tal como $[-1; +1]$ no caso da tangente hiperbólica ou $[0; 1]$ no caso da função $1/(1 + e^{-x})$. Estas duas funções podem-se visualizar na Figura 3.4, em conjunto com a função linear pura.

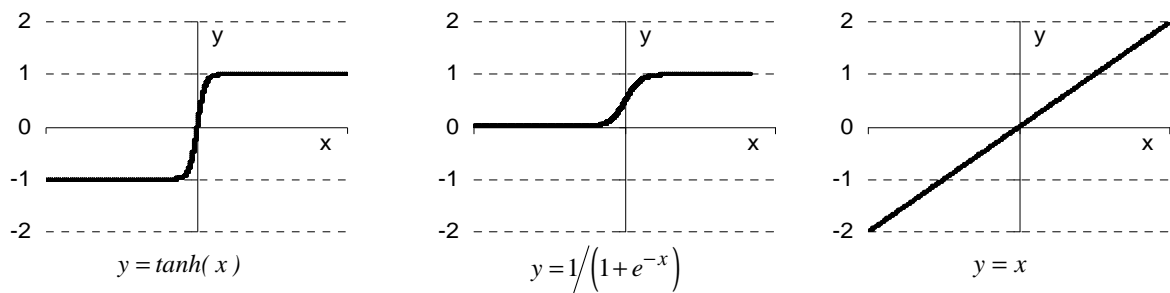


Figura 3.4 – Exemplo de funções de activação usualmente utilizadas em ANN

Relativamente à camada de entrada, cada unidade geralmente recebe apenas a variável de entrada respectiva, não sendo feito nenhum outro tipo de operação. Por esta razão, a camada de entrada é considerada, por alguns autores, não como uma camada, mas apenas como o vector de variáveis de entrada.

Neste tipo de estrutura, o número de unidades da camada de entrada e de saída é determinado pela dimensão dos exemplos utilizados para treino, i.e. pelo número de variáveis de entrada consideradas e pelo número de variáveis de saída que se pretende prever. Relativamente ao número de camadas escondidas e de unidades em cada camada escondida, estas são opções da estrutura que terão de ser definidas antes de se iniciar o processo de treino. Em [49] pode encontrar-se uma descrição das técnicas sugeridas por diversos autores, que visam ultrapassar o problema da definição da estrutura de uma ANN, sendo todas estas baseadas em pressupostos heurísticos. Uma alternativa à aplicação destas técnicas consiste na repetição de treinos, através de um processo de tentativa/erro, de onde se selecciona a estrutura que fornece o melhor desempenho em termos de capacidade de generalização.

Relativamente ao número de camadas escondidas, na literatura existente sobre ANN do tipo MLP é frequente encontrar-se a afirmação de que uma ANN com uma camada escondida pode aproximar-se a uma qualquer função contínua, com um desejado nível de precisão, desde que seja utilizado um número suficiente de unidades escondidas (como referências para esta afirmação, em [21] citam-se os trabalhos apresentados em [50] e [51]). Na prática, não é costume utilizarem-se mais do que duas camadas escondidas.

Relativamente à escolha do número de unidades das camadas escondidas, sabe-se à partida que será necessário encontrar um valor de compromisso. Efectivamente, se esse número for muito pequeno, a ANN não terá capacidade para se aproximar da função pretendida. Em contrapartida, se esse número for muito grande, a ANN perderá capacidade de generalização.

No contexto das ANN do tipo Perceptrão com apenas uma camada escondida, em [21] apresenta-se uma regra empírica, como sendo muito utilizada, que se descreve por:

$$np = \frac{ne}{k} \quad (3.10)$$

onde

- np : número de parâmetros (pesos e polarizações) da ANN;
- ne : número de exemplos do conjunto de treino;
- k : constante, cujo valor pode variar, aproximadamente, entre 5 e 10.

Supondo uma estrutura em que, com excepção das unidade de entrada, todas as restantes unidades são dotadas de termo de polarização, então o número de parâmetros de uma ANN com uma camada escondida será dado por:

$$np = nu(1 + n + ns) + ns \quad (3.11)$$

onde

- nu : número de unidades escondidas;
- n : número de entradas da ANN;
- ns : número de saídas da ANN.

A partir da substituição da equação (3.11) em (3.10), pode estabelecer-se um valor empírico para o número de unidades escondidas a utilizar numa ANN com apenas uma camada escondida, através de:

$$nu = \left(\frac{ne}{k} - ns \right) \times \frac{1}{1 + n + ns} \quad (3.12)$$

Por questões de simplicidade, para a definição da estrutura das ANN treinadas para o presente trabalho adoptou-se a solução usual de considerar apenas uma camada escondida, com a tangente hiperbólica como função de activação das unidades escondidas e com a função linear pura como função de activação das unidades de saída. Para a definição do número de unidades escondidas, adoptou-se a regra empírica que se descreve na equação (3.12).

3.4.1.2 Treino de uma ANN

Estando definida a estrutura da ANN, o processo de treino visa encontrar o valor dos parâmetros (pesos e polarizações) que melhor se adaptam à amostra utilizada para treino. Este treino consiste na resolução de um problema de optimização, no qual, em cada iteração, o

verdadeiro valor da saída para cada exemplo i do conjunto de treino, y_i , é comparado com a previsão fornecida pela ANN, $\hat{y}_i(ANN)$, sendo o resultado desta comparação utilizado para ajustar o valor de cada parâmetro da ANN de modo a minimizar as diferenças observadas entre $\hat{y}_i(ANN)$ e y_i . Este processo termina com sucesso, quando se supõe que foi encontrada a solução que maximiza a precisão da ANN, sendo esta avaliação de desempenho realizada, em cada iteração, com um conjunto de validação. Como exemplo, na Figura 3.5 apresenta-se a evolução típica dos erros de treino e de validação ao longo das iterações do processo de treino de uma ANN. Nas primeiras iterações deste processo, tipicamente, observa-se uma diminuição de ambos os erros de previsão. A partir de um determinado ponto do processo, o erro de validação deixa de acompanhar essa evolução, passando, geralmente, a aumentar com o número de iterações. Quando o erro de validação deixa de diminuir durante algumas iterações seguidas, o processo de treino deverá parar, pois a partir desse ponto a ANN corre o risco de ficar sobre-adaptada ao conjunto de treino.

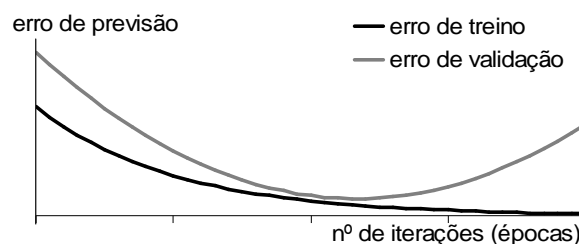


Figura 3.5 – Evolução típica dos erros de treino e de validação de uma ANN (adaptado de [49])

No presente trabalho, como critério de paragem do treino de uma ANN utilizou-se a verificação de alguma das seguintes situações:

- A magnitude do gradiente do erro de validação é inferior a 10^{-10} ;
- O erro de validação sofreu, pelo menos, 5 aumentos consecutivos.

Tal como já se explicou, para se obter uma estimativa final da capacidade de generalização da ANN resultante do processo de treino, deverá ser utilizada uma terceira amostra, denominada conjunto de teste.

O primeiro método que foi proposto para resolver este problema de optimização consiste numa técnica de gradiente descendente, na qual o valor dos parâmetros se move na direcção negativa do gradiente definido pelo conjunto de derivadas parciais do erro de previsão da ANN

em relação a cada um dos parâmetros. Na sua formulação mais básica, em cada iteração $k + 1$, a actualização de cada parâmetro p da ANN é efectuada segundo a expressão:

$$p_{k+1} = p_k - \underbrace{\eta_p \frac{\partial E}{\partial p}}_{\Delta p_k} \Big|_k \quad (3.13)$$

onde η_p é a taxa de aprendizagem do parâmetro p e E é o erro de previsão a minimizar. O índice numérico normalmente utilizado para representar o erro de previsão de uma ANN é o erro quadrático médio, ou seja, o *MSE* que se descreve na equação (3.3). Relativamente à definição de uma iteração, a técnica do gradiente descendente poderá ser implementada mediante um dos seguintes modos alternativos: no modo incremental ou no modo denominado, na literatura anglo-saxónica, *batch*. Segundo o modo incremental, a actualização dos parâmetros é efectuada após o cálculo do erro de previsão fornecido para cada exemplo do conjunto de treino. Segundo o modo *batch*, a actualização dos parâmetros é feita com base no erro de previsão resultante da consideração de todos os exemplos do conjunto de treino. Em qualquer dos dois modos, cada vez que se percorrem todos os exemplos do conjunto de treino, diz-se que foi atingida uma época do processo iterativo.

O cálculo das derivadas do erro de previsão em relação a cada parâmetro da ANN ($\partial E/\partial p$) é usualmente realizado através de uma técnica denominada de retro-propagação (*backpropagation*, na literatura anglo-saxónica), por envolver a realização de cálculos sucessivos no sentido da camada de saída para a camada de entrada. Em [52] e [53] pode encontrar-se uma boa descrição desta técnica.

Actualmente, existem diversos algoritmos alternativos à técnica do gradiente descendente, para encontrar o valor dos parâmetros que minimizam o erro de previsão de uma ANN. Todos estes algoritmos visam acelerar a convergência do processo iterativo, reflectindo-se geralmente numa redução dos tempos de treino. Refira-se, nomeadamente, a *Toolbox* de Redes Neurais do programa MATLAB [46], na qual se disponibilizam, para além da técnica clássica atrás referida e de algumas das suas variantes, diversos algoritmos de treino que se baseiam em métodos de gradiente conjugado, no método de Newton ou no algoritmo de Levenberg-Marquardt. Todos estes algoritmos são implementados no modo *batch*. Para além de possibilitarem uma aceleração da convergência do processo de treino, estes métodos têm,

relativamente ao processo de treino clássico, a vantagem de obterem usualmente bons resultados com os valores que se consideram por omissão para os parâmetros de treino. Note-se que, mediante a aplicação do algoritmo de treino clássico, o valor considerado para as taxas de aprendizagem η_p tem uma influência relevante no desempenho do processo de treino. Efectivamente, se for escolhido um valor muito elevado, o algoritmo poderá ficar instável. Em contrapartida, se for escolhido um valor muito pequeno, o algoritmo poderá ficar muito lento.

Não foi objectivo do trabalho apresentado nesta tese, realizar uma análise exaustiva do desempenho de todos estes algoritmos de treino, tendo-se, à partida, optado pelo de Levenberg-Marquardt [54], por ser, na literatura, sugerido como o que fornece geralmente menores tempos de treino.

3.4.1.3 Inicialização de uma ANN

Todos os algoritmos de treino atrás referidos recorrem ao cálculo do gradiente do erro de previsão da ANN em função dos seus parâmetros. Como é bem conhecido da literatura, os métodos de optimização que se baseiam no cálculo do gradiente, correm o risco de convergir para mínimos locais. Este risco é evidente no caso de treino das ANN utilizadas no presente trabalho, uma vez que, sendo dotadas de funções de activação do tipo não linear, a hiper-superfície do erro de previsão¹ estará, com certeza, povoada por mínimos locais. Por esta razão, os valores inicialmente considerados para os parâmetros da ANN costumam ter uma influência não desprezável na solução encontrada pelos algoritmos de treino. Desta propriedade resulta o procedimento habitual de se realizarem diversos treinos, nos quais, cada treino difere dos restantes por considerar uma diferente solução de valores iniciais para os parâmetros da ANN, sendo no final seleccionada a ANN que fornecer melhores índices de desempenho.

Este procedimento foi também adoptado no trabalho da presente tese, tendo sido utilizados os procedimentos de inicialização que se disponibilizam na *Toolbox* de Redes Neurais do programa MATLAB. Nomeadamente, para os parâmetros da camada com funções de activação linear, foi realizado o sorteio de valores entre -1 e 1. Para os parâmetros da camada com funções de activação do tipo sigmóide, foi utilizado um procedimento de inicialização baseado na técnica descrita em [55], a qual pretende acelerar o processo de treino.

¹ Note-se que a hiper-superfície do erro define-se num sistema de eixos ortogonais, sendo um relativo ao erro de previsão e os restantes relativos a cada parâmetro da ANN.

3.4.1.4 Comparação de desempenho entre alternativas para o vector de entradas

Devido à propriedade de os valores iniciais considerados para os parâmetros da ANN terem uma influência não desprezável na solução encontrada pelo processo de treino, é necessário ter alguns cuidados quando se pretende realizar uma análise de desempenho entre diferentes alternativas do processo de construção de uma ANN, tais como as que envolvem a escolha da sua estrutura, do vector de variáveis de entrada ou de saída, ou ainda do algoritmos de treino a adoptar.

Atendendo a este aspecto e no âmbito da procura do melhor conjunto de variáveis de entrada a considerar para caracterizar, através de uma ANN, o problema de segurança em análise, nos trabalhos da presente tese a comparação entre cada duas alternativas, A e B , para o vector de variáveis de entrada de uma ANN foi efectuada através da realização do seguinte teste de hipóteses estatístico: teste à diferença entre os valores esperados de duas populações quaisquer (tal como se caracteriza em [56]). Neste procedimento, foram seguidas as etapas que se descrevem a seguir.

- Etapa 1 – Treino:

Para cada uma das duas alternativas, A e B , foi obtido um conjunto composto por diversas ANN treinadas com diferentes valores iniciais. Tendo-se considerado 50 soluções diferentes de valores iniciais, deste processo de treino resultou um conjunto de 50 ANN para cada alternativa testada.

- Etapa 2 – Avaliação de desempenho:

Para cada conjunto, foi feita uma avaliação de desempenho de cada ANN treinada, através do cálculo de um índice numérico E que caracteriza o erro de previsão fornecido para os exemplos do conjunto de teste. A seguir, para cada conjunto de erros de previsão foi calculada a média amostral \bar{E} e a variância amostral s_E^2 , nomeadamente, \bar{E}_A , \bar{E}_B , $s_{E,A}^2$ e $s_{E,B}^2$.

- Etapa 3 – Teste de hipóteses:

Por fim, supondo que os valores esperados das duas populações desconhecidas de erros de previsão se designam $\mu_{E,A}$ e $\mu_{E,B}$, foi testada a seguinte hipótese nula:

$$H_0: \mu_{E,A} = \mu_{E,B} \quad (3.14)$$

a qual considera que as duas alternativas fornecem erros de previsão semelhantes. Se for possível supor, com uma elevada probabilidade, que H_0 é falsa, então considera-se válida a seguinte hipótese alternativa:

$$H_1: \mu_{E,A} > \mu_{E,B} \quad (3.15)$$

a qual considera que, de entre as duas alternativas, a A fornece pior desempenho de previsão. Esta inferência foi realizada através do cálculo da seguinte estatística de teste:

$$ET = \frac{\bar{E}_A - \bar{E}_B}{\sqrt{\frac{s_{E,A}^2}{N_A} + \frac{s_{E,B}^2}{N_B}}} \quad (3.16)$$

onde N_A e N_B representam as dimensões das amostras de erros de previsão (que, no presente trabalho, foi 50). Admitindo que H_0 é verdadeira, então ET segue uma distribuição Normal Padronizada, ou seja, uma distribuição do tipo $N(0,1)$. Partindo deste pressuposto, será então possível obter, por consulta dos valores da distribuição $N(0,1)$, um valor crítico para ET , denominado $ET(\alpha)$, como sendo o valor para o qual a variável ET tem uma probabilidade α de ter um valor superior a $ET(\alpha)$. Se o valor calculado para ET através da equação (3.16) for maior do que $ET(\alpha)$, então H_0 é rejeitada com um nível de confiança de $(1-\alpha) \times 100\%$. Neste processo, α denomina-se nível de significância do teste. Ao maior valor de α com o qual se pode rejeitar H_0 dá-se o nome de valor de prova. Quanto menor for o valor de prova, mais forte será a confiança $(1-\alpha) \times 100\%$ com que se pode aceitar H_1 por consequência de se ter rejeitado H_0 . Neste tipo de testes é costume aceitar-se H_1 , se o valor de prova for, no máximo, de 5% (nível de confiança mínimo de 95%). Para maiores valores de prova, a hipótese H_0 não é geralmente rejeitada, considerando-se que o teste é inconclusivo.

Verifica-se assim que este procedimento de comparação envolve contas muito simples, sendo a única dificuldade introduzida pelo facto de se ter que repetir, diversas vezes, o processo de treino de uma ANN.

3.4.2 Modelos de Regressão Linear (LRM)

O modelo de regressão linear (LRM) consiste num dos métodos estatísticos tradicionais mais utilizados para construção de modelos funcionais de AA supervisionada. Segundo esta técnica, é assumida uma função paramétrica do tipo:

$$y_i = b_0 + b_1 \cdot x_{1i} + \dots + b_j \cdot x_{ji} + \dots + b_n \cdot x_{ni} + \varepsilon_i \quad (3.17)$$

onde

- y_i : valor da variável de saída para o exemplo i ;
- n : número de variáveis de entrada;
- b_j : parâmetro j do modelo de regressão linear ($j = 0, \dots, n$);
- x_{ji} : valor da variável de entrada j para o exemplo i ($j = 1, \dots, n$);
- ε_i : erro de previsão do modelo para o exemplo i .

Neste modelo assume-se que tanto as entradas como a saída correspondem a valores numéricos, sendo por isso utilizado para a resolução de problemas de regressão. O processo de treino visa encontrar a solução de valores para os parâmetros b_j ($j = 0, \dots, n$) que minimiza o somatório do quadrado dos erros de previsão, ou seja, que:

$$\min: \sum_{i=1}^{ne} (y_i - \hat{y}_i(LRM))^2 \quad (3.18)$$

onde

- ne : número de exemplos da amostra utilizada para treino;
- $\hat{y}_i(LRM)$: valor fornecidos pelo LRM para prever o valor de y_i .

Tal como se descreve em [56], desde que não existam variáveis de entrada perfeitamente correlacionadas, a estimativa dos $n + 1$ parâmetros do modelo é directa, consistindo na simples resolução de um sistema de $n + 1$ equações lineares a $n + 1$ incógnitas. Se houver variáveis de entrada fortemente correlacionadas (i.e., problemas de colinearidade), o sistema de equações admite uma solução única. Contudo, nesta situação, a resolução do sistema de equações poderá tornar-se difícil, devido à ocorrência de problemas de instabilidade numérica, e conduz a estimadores de elevada variância. Para evitar este tipo de problemas, existem diversas aplicações informáticas desenvolvidas para a obtenção de LRM que, em simultâneo, realizam a tarefa de selecção de regressores. Esta última tarefa tem as seguintes funções:

- identificar a combinação de variáveis de entrada, de entre um conjunto de variáveis candidatas, que melhor explica, através do LRM, a variação total da variável de saída y ;
- impedir que o LRM construído contenha variáveis de entrada que estejam fortemente correlacionadas (i.e., problemas de colinearidade).

Nos trabalhos desenvolvidos na presente tese, para a construção de LRM, recorreu-se aos algoritmos disponíveis no software SPSS [57]. Neste software, a selecção de regressores foi realizada por aplicação do método passo a passo (método denominado, na literatura anglo-saxónica, *stepwise selection*). Este consiste num método que apesar de expedito é quasi-exaustivo, segundo o qual as variáveis de entrada são introduzidas no modelo de regressão linear através de um processo sequencial que envolve os seguintes passos:

- Passo 1: A primeira variável a entrar no modelo será a que explica, através de um LRM simples (i.e., com apenas uma variável de entrada), uma maior proporção da variação total de y . Neste processo, a explicação fornecida por cada um dos LRM definidos, obtém-se da realização de um teste ANOVA (técnica estatística de análise de variância) para cada um dos modelos.
- Passo 2: A próxima variável de entrada a seleccionar será aquela que, ao entrar no modelo definido no passo anterior, explica uma maior proporção adicional da variação total de y , sendo esta explicação fornecida pela realização de um teste ANOVA para cada um dos LRM múltiplos considerados. Se nenhum dos novos modelos definidos fornecer uma explicação adicional da variação total de y com significado estatístico, então o método termina com o modelo de regressão definido no passo anterior. Senão, é tentada a introdução de mais um regressor, terminando o processo logo que ocorra uma das seguintes situações:
 - nenhum dos novos modelos definidos fornece uma explicação adicional da variação total de y que tenha significado estatístico;
 - já todos os regressores foram incluídos no modelo.

Na descrição atrás efectuada, o método passo a passo não considera a inclusão de um regressor como definitiva, e isto porque, em cada passo do processo, é reexaminada a exclusão de regressores que tenham sido já incluídos em passos anteriores. A realização deste reexame é

vantajosa, pois permite detectar situações em que a consideração de um conjunto de regressores possa tornar redundante e menos relevante a inclusão de algum regressor ou conjunto de regressores que tenham sido já adicionados ao modelo.

Independentemente do método de selecção de regressores utilizado, o LRM final obtido corresponde ao modelo que maximiza, de entre o conjunto de modelos testados, o coeficiente de correlação múltipla, $R_{yx_1x_2\dots x_n}$, entre a variável de saída y e os regressores x_1, x_2, \dots, x_n que entram no modelo. O valor deste coeficiente corresponde ao valor do coeficiente de correlação amostral simples entre os valores observados de y e os valores das estimativas de \hat{y} obtidas pelo LRM. Assim, $R_{yx_1x_2\dots x_n}$ mede o grau de relacionamento linear entre os verdadeiros valores de y e o conjunto de variáveis x_1, x_2, \dots, x_n consideradas no modelo (se $R_{yx_1x_2\dots x_n} = 1$ então essa relação será linear).

O valor obtido para cada parâmetro b_j do LRM tem a mesma interpretação que as derivadas parciais, $\partial y / \partial x_j$, obtidas de uma ANN. Ou seja, b_j fornece uma estimativa da sensibilidade de y em relação à variação da variável de entrada x_j , no caso de as restantes variáveis de entrada do modelo se mantiverem constantes. Como diferença entre os dois tipos de resultados, a estimativa de sensibilidade fornecida por b_j corre o risco de ser mais imprecisa do que a informação obtida de uma ANN, por o seu valor ser igual para todo o domínio definido pelas variáveis de entrada.

Em termos de esforço computacional, pode considerar-se que a extracção de um LRM é um processo bastante rápido. Efectivamente, no decorrer do presente trabalho, a obtenção de um modelo de regressão linear, com 63 variáveis de entrada candidatas, 3596 exemplos para o conjunto de treino e aplicando o método de selecção de regressores do tipo passo a passo disponível no software SPSS, demorou menos de um minuto quando executado num PC com as seguintes características: Sistema operativo Windows XP, 512 MB de RAM, Pentium IV, 1.7 GHz.

3.4.3 Árvores de Regressão (RT) Linear

A árvore de regressão (RT) clássica, tal como se descreve em [30] (Breiman et al., CART, 1984), pertence a um subconjunto de métodos não paramétricos de aprendizagem automática, nos quais a estrutura treinada se pode traduzir num conjunto de regras interpretáveis. Por esta razão, a interpretabilidade foi sempre considerada como uma das vantagens chave deste tipo de métodos. Na aplicação desta técnica assume-se que a variável de saída y a emular é do tipo numérico, pelo que se utiliza para a resolução de problemas de regressão.

Em termos gerais, o processo de treino de uma RT consiste na construção de uma estrutura em árvore binária (i.e., na qual a divisão de cada nó resulta em dois novos nós), tendo como objectivo realizar uma partição do conjunto de treino, em subconjuntos disjuntos, que minimize a variação do valor de y dos exemplos de treino contidos em cada subconjunto. Essa partição fica definida pelos nós terminais (também denominados folhas) da RT. O índice numérico geralmente utilizado para medir a variação do valor de y dos ne exemplos de treino contidos em cada folha é o erro quadrático médio, ou seja, o MSE tal como se descreve na equação (3.3). Na sua versão clássica, como função de previsão utilizada em cada folha, as RT utilizam o valor médio de y , ou seja:

$$\hat{y}_i = \bar{y} = \frac{1}{ne} \sum_{i=1}^{ne} y_i \quad (3.19)$$

Desta forma, o MSE dos valores de y contidos em cada folha correspondem ao desvio quadrado médio de y :

$$MSE(\bar{y}) = \frac{1}{ne} \sum_{i=1}^{ne} (y_i - \bar{y}_i)^2 \quad (3.20)$$

Saliente-se que se for considerado um valor constante para a previsão de y em cada folha, então esse valor deverá ser \bar{y} , uma vez que corresponde à constante que minimiza o valor esperado do MSE .

Na literatura podem encontrar-se diversas variantes à RT clássica, das quais se salientam as que realizam previsões, nas folhas da árvore, com funções alternativas ao valor médio de y . Efectivamente, na tentativa de melhorar a capacidade de previsão de uma RT, diversos

modelos funcionais foram testados para realizar previsões nas suas folhas. De entre estes trabalhos, refiram-se os apresentados em [58] e [59], onde se descreve a aplicação de modelos de previsão lineares, em [60], onde se sugere a aplicação de funções do tipo k-vizinhos mais próximos e em [61], onde se propõe a aplicação de funções de regressão Kernel. Nos trabalhos publicados em [62], por aplicação a diversos problemas de regressão artificial e de domínio real, concluiu-se que a utilização de modelos de regressão linear (LRM) nas folhas de uma RT pode, em muitos casos, ser superior em termos de precisão, quando comparado com o treino isolado de um LRM ou de uma RT. Nas experiências realizadas em [62], foi primeiro treinada uma árvore de regressão da forma clássica (i.e., com o valor médio como função de previsão), tendo sido os modelos de previsão alternativos aplicados nas folhas da árvore previamente treinada. Com o objectivo de se utilizarem restrições de segurança do tipo linear mais precisas, e motivada pelos resultados apresentados em [62], no presente trabalho avaliou-se a capacidade de previsão do modelo híbrido que resulta do treino de modelos de regressão linear (LRM) nas folhas de uma árvore de regressão (RT), o qual foi denominado, pela autora de presente tese, árvore de regressão linear.

Comparando com as restantes técnicas de AA utilizadas, o treino de uma RT é um processo demorado. Como exemplo, refira-se que, no presente trabalho, o treino de uma RT com 90 variáveis de entrada e 3596 exemplos de treino demorou cerca de 1 hora e 30 minutos quando executado num PC com as seguintes características: Sistema operativo Windows XP, 512 MB de RAM, Pentium IV, 1.7 GHz. Para o treino de cada RT recorreu-se a um programa desenvolvido pela autora da presente tese, tendo-se classificado um nó como terminal se $N(t)=1$ ou se $MSE(t)=0$ e aplicado a técnica de podagem denominada *Lowest Statistical Support* (processos que se descrevem mais à frente na secção 3.4.3.2). Nas próximas secções explica-se, em mais pormenor, em que consiste a estrutura de uma RT e quais as técnicas que foram utilizadas para o seu treino.

3.4.3.1 Estrutura de uma RT

Para explicar em que consiste a estrutura de uma árvore de regressão, na Figura 3.6 apresenta-se uma árvore de regressão com 5 nós. Esta RT foi obtida no âmbito dos trabalhos que se descrevem em [35], para avaliação de um problema de segurança de um sistema eléctrico isolado cuja carga varia entre 43 e 120 MW e onde a penetração de renováveis pode

atingir valores elevados (potências instaladas de 15.3 MW de eólica e 46 MW de hídrica). Neste problema, pretendeu-se emular o valor mínimo atingido pelas quedas transitórias da frequência, Δf_{min} , devido à ocorrência de um curto-circuito simétrico franco num local da rede considerado como severo, por poder levar à desligação de grande parte das centrais que utilizavam energia renovável e que se encontravam em serviço. Considerou-se que o sistema perdia segurança no caso de Δf_{min} atingir valores inferiores a -2 Hz (por, a partir deste valor, haver actuação dos sistemas de deslastre frequencimétrico de cargas). Para o conjunto de treino considerou-se uma amostra composta por 4958 exemplos, os quais são, por sua vez, caracterizados por 34 variáveis de entrada e a variável de saída $y = \Delta f_{min}$. De entre as 34 variáveis de entrada consideradas, o método de treino utilizado para a construção da RT que se apresenta na Figura 3.6 seleccionou apenas as seguintes:

- $SR - Pg_{loss}$: diferença entre a reserva girante disponível no sistema (SR) e a perda de produção (Pg_{loss}) que resulta da perturbação considerada;
- $Consumo$: consumo total da rede.

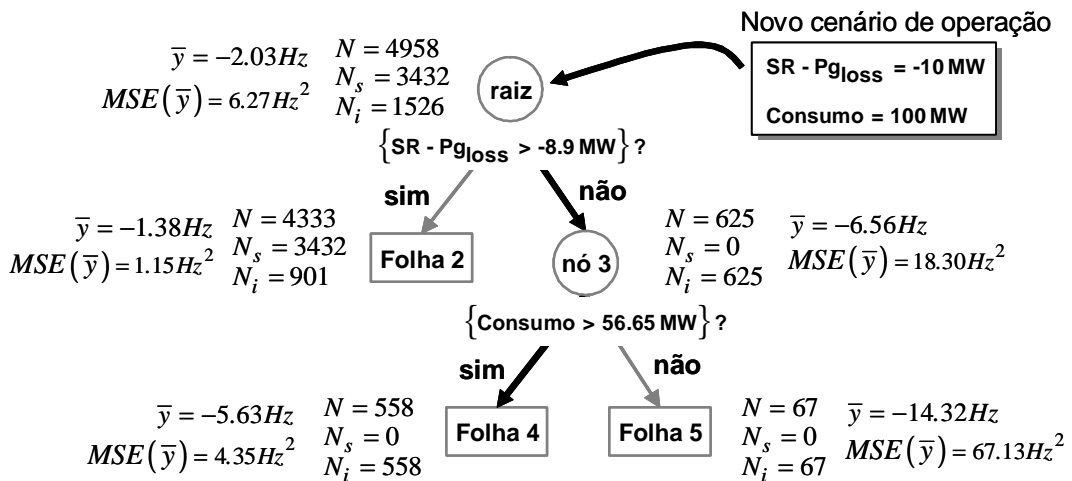


Figura 3.6 – Exemplo da estrutura de uma RT com 5 nós

Como se pode observar pelo exemplo apresentado, uma árvore binária é composta por nós e setas. O primeiro nó, denominado raiz (*root*, na literatura anglo-saxónica), contém informações relativas a todo o conjunto de treino. Os 3 nós terminais da árvore, denominados folhas (*leafs*, na literatura anglo-saxónica), definem uma partição do conjunto de treino em 3 subconjuntos

disjuntos, a qual pretende que o valor de y dos exemplos pertencentes a cada subconjunto seja o mais constante possível. Esta partição é caracterizada pelos testes de divisão do tipo *If - Then - Else* que se aplicam a cada nó não-terminal da árvore para o dividir em dois subconjuntos disjuntos. No exemplo apresentado, a árvore contém dois nós não-terminais (a raiz e o nó 3), aos quais estão associados os testes de divisão $\{SR - Pg_{loss} > -8.9MW\}?$ e $\{Consumo > 56.65MW\}?$, respectivamente. Cada nó da árvore apresentada contém a seguinte informação relativa aos exemplos de treino que a ele pertencem:

- \bar{y} : valor médio de Δf_{min} (Hz);
- $MSE(\bar{y})$: desvio quadrado médio de Δf_{min} (Hz²);
- N : número de exemplos;
- N_s : número de exemplos seguros;
- N_i : número de exemplos inseguros.

Considerando \bar{y} como a função de previsão a utilizar em cada folha da árvore, a RT apresentada na Figura 3.6 pode traduzir-se nas seguintes regras de operação interpretáveis:

No caso de ocorrer um curto-circuito trifásico franco no barramento em questão:
Se $\{SR - Pg_{loss} > -8.9 MW\}$ então $\Delta f_{min} = -1.38 Hz$;
Senão, se $\{Consumo > 56.65 MW\}$ então $\Delta f_{min} = -5.63 Hz$;
Senão $\Delta f_{min} = -14.32 Hz$.

Ao se considerar que o sistema perde segurança no caso de Δf_{min} atingir valores inferiores a -2 Hz, então esta RT poderá ainda traduzir-se nas seguintes regras de classificação:

No caso de ocorrer um curto-circuito trifásico franco no barramento em questão:
Se $\{SR - Pg_{loss} > -8.9 MW\}$ então o sistema é seguro;
Senão o sistema é inseguro.

Para realizar previsões sobre o comportamento de um novo cenário de operação, efectuem-se os seguintes passos:

- Procura da folha da árvore à qual o cenário de operação pertence, através da aplicação sucessiva de testes de divisão, partindo da raiz e terminando quando o cenário de operação atingir uma folha. Por exemplo, para um cenário caracterizado por ter

$SR - P_{gloss} = -10 MW$ e $Consumo = 100 MW$, este seguiria o trajecto assinalado pelas setas mais escuras da RT que se apresenta na Figura 3.6 e acabaria por cair na folha 4.

- Realização da previsão do valor de y para esse cenário de operação, por aplicação de uma função de previsão construída apenas com os exemplos de treino associados à folha a que o cenário de operação pertence. Segundo o modelo clássico, no qual a função de previsão a utilizar nas folhas corresponde ao valor médio, a previsão efectuada para o cenário considerado no exemplo seria de $\Delta f_{min} = -5.63 Hz$.

Saliente-se que, por questões didácticas, se optou por apresentar o exemplo de uma RT com poucos nós. Efectivamente, o número de nós da RT mais precisa obtida para avaliar o problema de segurança do exemplo em análise é bastante superior a 5, pelo que a árvore apresentada na Figura 3.6 não seria, na prática, a mais indicada para a obtenção de previsões do comportamento do sistema ou para a extracção de regras de operação interpretáveis.

Relativamente ao erro de previsão fornecido por uma RT, o seu valor poderá ser estimado pelo MSE (que se apresenta na equação (3.3)) fornecido para os ne exemplos de uma amostra. Uma forma alternativa de se obter o mesmo valor, corresponde à realização da seguinte média pesada dos erros de previsão obtidos em cada folha da árvore:

$$MSE(RT) = \sum_{l \in \{\text{folhas da RT}\}} \left(\frac{N(l)}{N(\text{raiz})} \cdot MSE(l) \right) \quad (3.21)$$

onde

$N(\text{raiz})$: número de exemplos da amostra que pertencem à raiz (todos os exemplos);

$N(l)$: número de exemplos da amostra que pertencem à folha l ;

$MSE(l)$: erro quadrático médio dos exemplos que pertencem à folha l .

Utilizando o valor médio de y como a função de previsão a utilizar em cada folha da árvore, o $MSE(l)$ corresponderá ao desvio quadrado médio dos valores de y pertencentes à folha l , ou seja:

$$MSE(l) = MSE(\bar{y}) = \frac{1}{N(l)} \sum_{i=1}^{N(l)} (y_i - \bar{y})^2 \quad (3.22)$$

Por exemplo, o erro de previsão fornecido pela RT de 5 nós que se apresenta na Figura 3.6 tem, para o conjunto de treino, o seguinte valor:

$$MSE(RT) = (4333 \times 1.15 + 558 \times 4.35 + 67 \times 67.13) / 4958 = 2.4 \text{ Hz}^2 \quad (3.23)$$

Este valor significa que, através da separação do conjunto de treino em 3 subconjuntos disjuntos, esta RT foi capaz de reduzir o $MSE(\bar{y})$ observado no conjunto de treino de 6.27 Hz^2 para 2.4 Hz^2 . Desta forma, esta RT foi capaz de explicar 61.7% do $MSE(\bar{y})$ observado no conjunto de treino.

3.4.3.2 Treino de uma RT

Uma das dificuldades do processo de treino de uma RT consiste na determinação do número de nós adequado para cada problema em análise. De facto, se este número for muito pequeno, a RT terá pouca capacidade para se aproximar do conhecimento funcional pretendido. Em contrapartida, se crescer demasiado, a RT perde capacidade de generalização. Uma abordagem que é usualmente adoptada para se obter uma RT de dimensão adequada, consiste na selecção da melhor RT, de entre um conjunto de árvores obtidas da podagem de uma RT de grande dimensão. Uma outra abordagem que poderá ser também utilizada consiste na geração de apenas uma RT, com a adopção de regras de paragem para a divisão dos nós que evitem um crescimento exagerado da árvore. De entre as duas abordagens, a mais frequentemente utilizada é a que recorre a processos de podagem. Isto porque, tal como se descreve em [30], a abordagem que utiliza apenas regras de paragem, apesar de exigir menor esforço computacional, incorre no risco de criar árvores de dimensão inferior à adequada.

No presente trabalho, para o treino de uma RT adoptou-se o processo de podagem tal como se descreve em [30], no qual, partindo de um conjunto de treino (i.e., da raiz da árvore), o treino de uma RT é sequencial e envolve a execução das seguintes etapas:

- Etapa 1: Geração de uma RT de grande dimensão, T_{max} , a qual resulta da realização dos seguintes processos:
 - Divisão dos exemplos contidos em cada nó não-terminal da árvore, em dois subconjuntos disjuntos (i.e., em dois novos nós);

- Classificação de cada novo nó criado como sendo terminal/não-terminal.

Utilizando apenas estes dois processos, a geração de T_{max} inicia-se com a divisão da raiz da árvore. Cada vez que um nó é dividido, criam-se dois novos nós, sendo cada um deles classificado como terminal ou não-terminal, de acordo com as regras de paragem adoptadas. O processo de geração da T_{max} termina quando todos os nós não-terminais da árvore já tiverem sido divididos.

- Etapa 2: Geração de um conjunto de árvores podadas da estrutura T_{max} resultante da etapa anterior.
- Etapa 3: Selecção, de entre o conjunto de árvores podadas, da estrutura que fornece melhores desempenhos, sendo costume, quando se pretende obter regras interpretáveis, recorrer-se a um critério de selecção que realize um compromisso entre a dimensão e a capacidade de generalização. Nesta avaliação, a capacidade de generalização de uma RT será medida pelo $MSE(RT)$ fornecido para um conjunto de teste.

As etapas atrás identificadas, para o treino de uma RT, envolvem a realização do seguinte tipo de processos:

- Divisão de um nó;
 - Classificação de um nó como terminal/não-terminal;
 - Geração de um conjunto de árvores podadas;
- cujo modelo matemático se descreve a seguir.

Divisão de um nó

A divisão de um nó é realizada através da aplicação de um teste de divisão óptimo do tipo:

$$\{ \text{atributo}_k(\text{exemplo}) > u_k \} ? \quad (3.24)$$

onde

$\text{atributo}_k(\text{exemplo})$: valor que a variável de entrada (ou atributo) k tem num determinado exemplo do conjunto de treino;

u_k : valor limite escolhido para o atributo k .

Tal como se exemplifica na Figura 3.7, por aplicação deste teste a todos os exemplos pertencentes a um nó t a dividir, são criados dois nós sucessores, t_L e t_R , os quais correspondem às seguintes instâncias do teste: $\{atributo_k(exemplo) > u_k\}$ e $\{atributo_k(exemplo) \leq u_k\}$.

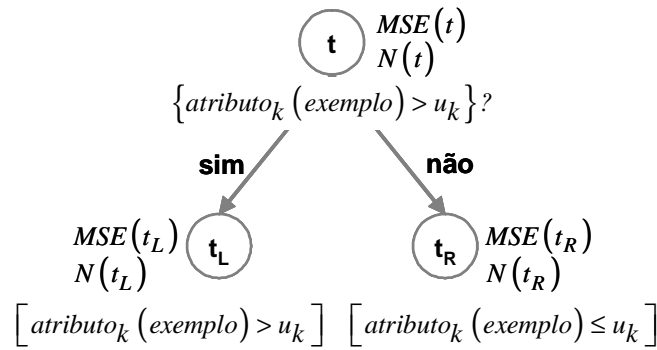


Figura 3.7 – Divisão do nó t de uma RT

O teste de divisão óptimo é seleccionado de entre o conjunto de todos os testes de divisão que será possível aplicar ao nó. Este conjunto é definido pela consideração, para cada atributo k do conjunto de treino, de um teste de divisão do tipo que se descreve na equação (3.24), com u_k igual a cada valor intermédio entre valores consecutivos do atributo que estejam contidos nos exemplos de treino do nó t . O teste de divisão óptimo de cada nó t será aquele que conseguir maximizar a redução do erro de previsão em relação ao do nó t . Para o cálculo do erro de previsão de uma divisão do nó t , segue-se o mesmo tipo de abordagem que foi utilizada na equação (3.21) para calcular o erro de previsão de uma RT. Assim, o teste de divisão óptimo do nó t será aquele que maximizar:

$$\Delta MSE(t) = MSE(t) - \left(\frac{N(t_L)}{N(t)} \times MSE(t_L) + \frac{N(t_R)}{N(t)} \times MSE(t_R) \right) \quad (3.25)$$

onde

$N(t)$, $N(t_L)$, $N(t_R)$: número de exemplos de treino que pertencem ao nó t , t_L e t_R , respectivamente;
 $MSE(t)$, $MSE(t_L)$, $MSE(t_R)$: erro quadrático médio dos exemplos de treino pertencentes ao nó t , t_L e t_R , respectivamente.

Saliente-se que a definição do teste de divisão óptimo de cada nó de uma RT consiste numa busca exaustiva por todos os testes de divisão possíveis do nó, sendo, por isso, este o processo responsável pela maior parte do esforço computacional exigido pelo algoritmo de treino de uma RT.

Classificação de um nó como terminal/não-terminal

Por omissão um nó é não-terminal. Para a classificação de um nó t como terminal (i.e., como folha), é usual utilizar-se a verificação de uma das seguintes regras:

- Regra 1: Não será possível reduzir $MSE(t)$ com significado estatístico, por o número de exemplos contidos no nó ser insuficiente.
- Regra 2: $MSE(t)$ já tem um valor que é suficientemente menor do que $MSE(\text{raiz})$.

No caso das regras atrás descritas se incluírem no âmbito da posterior realização de um processo de podagem, os valores de limite adoptados para estas regras não serão críticos, desde que garantam a geração de uma árvore T_{max} com uma dimensão que ultrapasse a dimensão mais adequada. No limite, poderá ser gerada uma árvore com a maior dimensão possível, a qual corresponde a deixar que a divisão dos nós continue até que $N(t) = 1$, ou até que $MSE(t) = 0$.

Geração de um conjunto de árvores podadas

Mesmo para uma T_{max} de tamanho moderado, o número de possíveis árvores podadas é geralmente demasiadamente elevado para que seja viável a realização de uma geração exaustiva de todas essas árvores. Por esta razão, o método desenvolvido em [30] e adoptado no presente trabalho recorre a um processo expedito de podagem. Segundo este processo, partindo de T_{max} , cada acção de podagem consiste na transformação de um dos seus nós não-terminais numa folha, sendo a escolha do nó a podar feita com base numa medida de “fraqueza” do nó. De cada acção de podagem resulta uma nova árvore a adicionar ao conjunto de árvores podadas, sendo a acção de podagem sempre feita sobre a última árvore podada. O algoritmo termina quando o único nó não-terminal ainda não podado consistir na raiz da árvore. Por

limitar o domínio de busca de novas árvores podadas à estrutura da última árvore podada, o processo é denominado, na literatura anglo-saxónica, *nested pruning algorithm*. Dentro desta abordagem, existem diversas variantes que se distinguem pela medida utilizada para definir o próximo nó não-terminal a podar (i.e., para definir a “fraqueza do nó”).

De acordo com [30], o algoritmo de podagem baseia-se numa medida de Erro-Complexidade, sendo por isso denominado *Error-Complexity Pruning algorithm*. Segundo esta medida, a “fraqueza” de um nó não-terminal será tanto maior quanto:

- menor for o aumento do erro de previsão da árvore que resulta da sua podagem;
- maior for o número de nós que serão eliminados através da sua podagem.

Obedecendo, assim, a um compromisso entre a minimização do erro de previsão e da complexidade da árvore que resulta da acção de podagem, o nó t mais “fraco” a podar será aquele que minimiza:

$$\frac{MSE(t) - MSE(T_t)}{\#\tilde{T}_t - 1} \quad (3.26)$$

onde

- T_t : estrutura em árvore eliminada através da passagem do nó t a folha;
- \tilde{T}_t : conjunto de todas as folhas da estrutura T_t ;
- $\#\tilde{T}_t$: número de folhas da estrutura T_t ;
- $MSE(t)$: erro de previsão do nó t , obtido para o conjunto de treino;
- $MSE(T_t)$: erro de previsão da estrutura T_t , obtido para o conjunto de treino.

Como variante desta abordagem, sugerem-se em [29] duas novas técnicas alternativas para a escolha do próximo nó a podar, como sendo vantajosas em termos de esforço computacional. Da realização de experiências em diversos casos de estudo, os resultados apresentados em [29] mostram ainda que estas técnicas, quando comparadas com a abordagem clássica (eq. (3.26)), são capazes de fornecer árvores mais precisas para todos os casos de estudo testados. Uma dessas técnicas, denominada, pelo autor, *Lowest Statistical Support Algorithm*, consiste em definir o próximo nó t a podar, como aquele que minimiza o número de exemplos de treino que contém, ou seja, que minimiza $N(t)$. Baseando-se no facto de que quanto maior for o

número de exemplos utilizados, mais preciso se torna um estimador, com o uso deste critério o autor pretende eliminar o nó cuja ausência na estrutura em árvore tenha uma menor influência na degradação do erro de previsão dessa estrutura.

A segunda técnica sugerida em [29], denominada, pelo autor, *Maximal Coefficient of Variation Algorithm*, consiste em definir o próximo nó t a podar, como aquele que maximiza:

$$CV(t) = \frac{S.E.(MSE(t))}{MSE(t)} \quad (3.27)$$

onde

$MSE(t)$: erro de previsão do nó t , obtido para o conjunto de treino;

$S.E.(MSE(t))$: desvio padrão do erro de previsão do nó t , o qual é dado pela eq. (3.28).

$$S.E.(MSE(t)) = \sqrt{\frac{1}{N(t)} \left(\frac{1}{N(t)} \sum_{i=1}^{N(t)} (y_i - \bar{y})^4 - \left(\frac{1}{N(t)} \sum_{i=1}^{N(t)} (y_i - \bar{y})^2 \right)^2 \right)} \quad (3.28)$$

Tal como na abordagem anterior, com o uso deste critério pretende eliminar-se o nó cuja ausência na estrutura em árvore tenha uma menor influência na degradação do erro de previsão dessa estrutura. A diferença reside no facto da actual abordagem estimar essa influência com base na medição da dispersão dos erros de previsão fornecidos por cada nó.

3.5 METODOLOGIA ADOPTADA PARA OBTENÇÃO DE UMA ESTRUTURA DE SEGURANÇA DINÂMICA DE AA

Na Figura 3.8 resumem-se as principais fases que foram consideradas, no presente trabalho, para a obtenção de uma estrutura de segurança dinâmica de aprendizagem automática (AA), seguindo-se uma descrição mais detalhada dos procedimentos adoptados em cada uma destas fases.

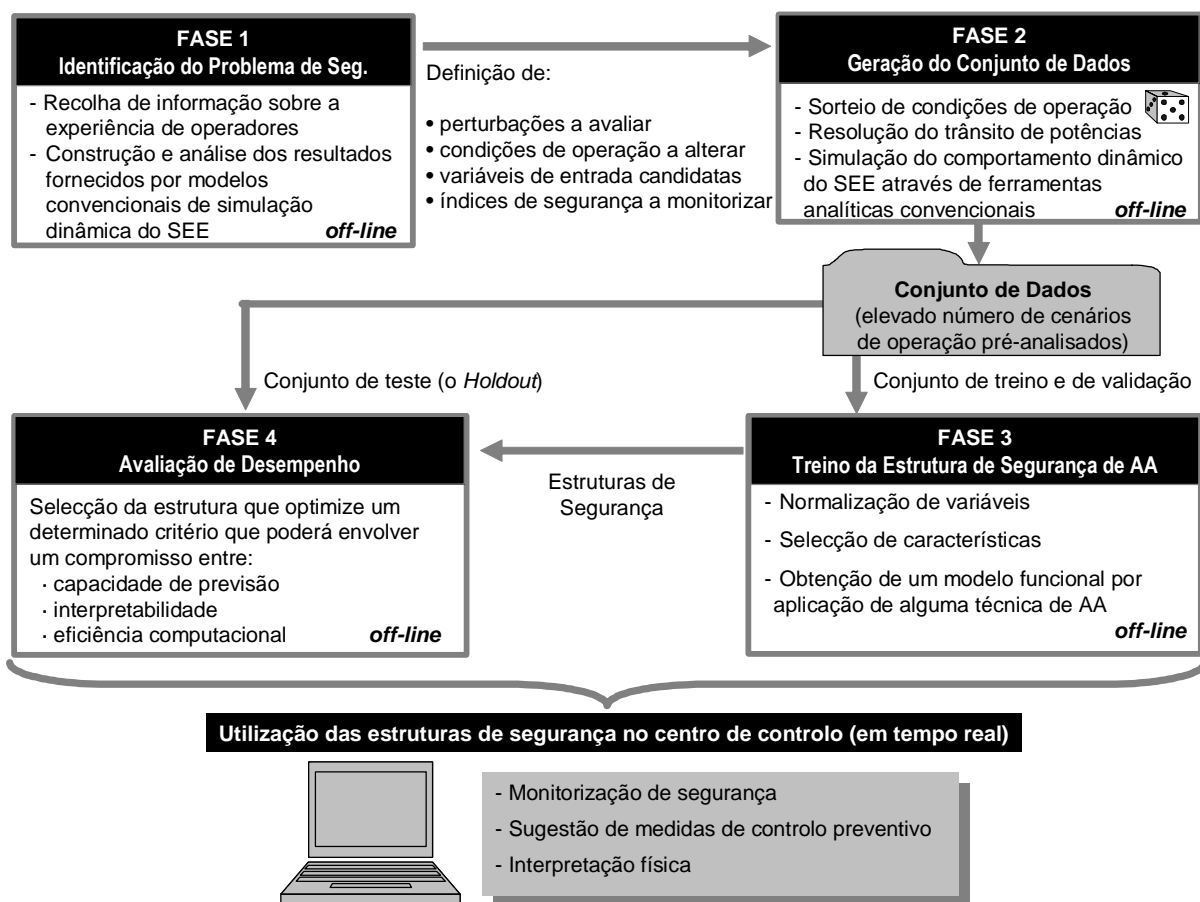


Figura 3.8 – Principais fases para obtenção de uma estrutura de segurança dinâmica de AA

3.5.1 FASE 1 – Identificação do Problema de Segurança

O primeiro passo a tomar, quando se aplicam técnicas de AA para realizar avaliação de segurança dinâmica de sistemas eléctricos, consiste em estudar o problema de segurança em análise. Este passo implica que se compreenda o comportamento dinâmico do sistema

eléctrico, envolvendo, geralmente, a recolha de informação sobre a experiência dos operadores de sistema, bem como a realização de estudos de sensibilidade recorrendo aos resultados da resposta dinâmica do sistema eléctrico obtidos por simulação numérica. Desta análise resulta a especificação do conjunto de dados a gerar, que consiste na realização de decisões aos seguintes níveis:

- perturbações para as quais interessa avaliar a segurança de operação do sistema;
- condições de operação a alterar entre os cenários que irão compor o conjunto de dados;
- vector de variáveis de entrada candidatas que caracterize, para cada cenário gerado, as condições de operação em regime permanente pré-perturbação;
- índices de segurança que caracterizem, para cada cenário gerado, o comportamento dinâmico e a segurança que o sistema eléctrico terá na sequência da ocorrência de cada perturbação pré-especificada.

3.5.1.1 Tipo de perturbação

Para o presente trabalho, o processo de compreensão do comportamento dinâmico em análise – *avaliação da ocorrência de sobrecargas em regime quasi-estacionário em ramos de transmissão de redes interligadas que explorem elevadas penetrações de produção eólica* – encontra-se devidamente descrito na secção 2.3 do Capítulo 2. Desta análise se concluiu que o tipo de perturbação a considerar deverá corresponder a um curto-circuito num determinado ponto crítico da rede de transporte, que resulte numa súbita perda de elevados volumes de produção eólica, devido à actuação das protecções de mínimo de tensão deste tipo de aproveitamentos.

3.5.1.2 Condições de operação a alterar entre cenários

Relativamente às condições de operação a alterar entre cenários do conjunto de dados, estas deverão ter uma influência relevante no tipo de comportamento dinâmico em análise. Caso contrário, irão provocar um aumento desnecessário do número de cenários a gerar, sendo de extrema importância eliminar a geração deste tipo de cenários, por o processo de geração de dados corresponder a uma fase da metodologia descrita na Figura 3.8 que exige, tipicamente, um maior esforço computacional.

Atendendo a este requisito e à análise feita na secção 2.3.2.4, para a geração do conjunto de dados do presente trabalho considerou-se a variação das seguintes condições de operação da área de controlo em análise:

- cenário de consumos;
- valor da importação;
- solução de escalonamento e de despacho das máquinas convencionais e de produção eólica.

3.5.1.3 Vector de variáveis de entrada candidatas

O vector de variáveis candidatas a considerar como entradas das estruturas de segurança de AA, geralmente caracteriza as condições de operação que o sistema eléctrico terá durante o regime estacionário prévio ao defeito. A procura deste vector parte da selecção, de entre o conjunto de variáveis que caracterizam as condições de operação alteradas entre cenários gerados, de todas as variáveis das quais se suspeita existir uma influência relevante no comportamento dinâmico em análise. Estas variáveis denominam-se variáveis de entrada candidatas (ou características candidatas), sendo esta selecção efectuada, habitualmente, de uma forma empírica, com base no conhecimento prévio adquirido sobre a relação causa/efeito entre as variáveis em jogo.

Por questões de implementação prática, estas variáveis deverão corresponder a valores mensuráveis do sistema eléctrico. Neste processo de selecção, dever-se-á procurar não incluir características que estejam entre elas fortemente relacionadas pois, para além de este tipo de situações poder prejudicar o desempenho de alguns tipos de modelos funcionais de AA, a dimensão do vector de variáveis de entrada cresceria de forma desnecessária por incluir informação redundante. Na definição deste vector, foi tido ainda em consideração que a associação de certas características poderá ter um efeito muito significativo na explicação da variação total do índice de segurança, mesmo quando cada uma das características em separado possa explicar muito pouco dessa variação (como exemplo, refira-se que apesar de as condições de despacho de uma central poderem não ser muito relevantes para explicar o fenómeno causa/efeito em análise, as condições de despacho de uma área de controlo podem condicionar fortemente a segurança dinâmica de exploração desse sistema eléctrico).

Tendo-se optado por incluir a caracterização da solução de escalonamento e de despacho das máquinas convencionais e de produção eólica da área de controlo em análise, estas condições de operação foram representadas, no vector de variáveis de entrada candidatas, pela informação relativa ao estado ligado/desligado de cada máquina e pela produção de potência activa, para as máquinas convencionais, e pela potência mecânica desenvolvida, para as máquinas de geração eólica. Nesta representação, para cada conjunto de máquinas com iguais características técnicas e que estavam em serviço na mesma central, foi feita uma agregação num gerador equivalente, permitindo assim reduzir a dimensão do vector de variáveis de entrada sem que ocorresse perda de informação relevante para caracterizar a segurança de operação do sistema eléctrico.

Havendo o propósito de explorar as estruturas de segurança de AA para o fornecimento de medidas de controlo preventivo em ambiente de tempo real, as variáveis de controlo a utilizar deverão estar contidas no vector de variáveis de entrada candidatas a utilizar para o treino das estruturas de segurança (uma vez que estas variáveis foram, à partida, escolhidas por se considerarem como relevantes para controlar o problema de segurança dinâmico). Na escolha das variáveis de controlo, exige-se como requisito que estas sejam directamente controláveis pelo operador do sistema. Nesta situação, não se deverá incluir, no vector de variáveis de entrada, qualquer condição de operação cujo valor varie com a alteração do valor de alguma das variáveis de controlo e que, ao mesmo tempo, o conhecimento do seu valor exija a realização de algum cálculo de elevado esforço computacional, pois esta situação inviabilizaria a obtenção de medidas de controlo em ambiente de tempo real. Como exemplo de variáveis deste tipo, pode referir-se qualquer condição de operação que exija a resolução de um problema de trânsito de potências. No caso concreto do problema de segurança em análise, esta consideração foi tida na escolha da forma de caracterizar, no vector de variáveis de entrada, a importação de cada área de controlo. Efectivamente, para esta caracterização foi adoptado o valor da importação que resulta do equilíbrio entre as potências activas produzidas e consumidas desprezando as perdas de Joule da rede de transmissão, em detrimento do valor que resulta de um cálculo de trânsito de potências.

No caso concreto de se pretender obter restrições de segurança dinâmica do tipo linear, para a implementação de um algoritmo de controlo preventivo que se baseie na resolução de modelos de optimização do tipo linear, será necessário entrar em consideração com mais uma

última especificação relativamente ao tipo de variáveis de entrada a considerar para o treino de uma árvore de regressão. De facto, sendo este tipo de estrutura utilizada para a construção de uma árvore de regressão linear (i.e., modelo funcional híbrido que resulta do treino de uma regressão linear em cada folha de uma árvore de regressão), o treino da estrutura em árvore deverá ser realizado apenas com condições de operação que não sejam função das variáveis de decisão do problema de optimização. Caso contrário, as regras condicionais do tipo *If-Then-Else*, em que a árvore de regressão se traduz, poderão introduzir descontinuidades no domínio de soluções admissíveis do problema de optimização que o tornem não convexo e, como consequência, não linear.

3.5.1.4 Índices de segurança

Relativamente aos índices de segurança a considerar, adoptou-se o valor que a intensidade de corrente em cada ramo de transmissão k terá, dois minutos (120 segundos) após a ocorrência da perturbação: $I(120s)_k$. A partir destes índices, cada cenário de operação será classificado como “inseguro” se algum desses valores violar os limites definidos como aceitáveis para as sobrecargas temporárias em ramos de transmissão. Como exemplo de valores típicos para estes limites, refiram-se os que se aplicam pela REN e que se descrevem no “Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema” [22]. Segundo os critérios estabelecidos neste documento, em situações de perturbação mais severa (falha de linha de duplo circuito), admitem-se as seguintes sobrecargas temporárias:

- até 30% de sobrecarga em relação à capacidade nominal de linhas de transporte (a qual é função da temperatura ambiente), desde que a sua duração seja inferior a 20 minutos;
- nos períodos de Verão, até 10% de sobrecarga em relação à capacidade nominal definida pelos fabricantes para os transformadores, e até 30% no Inverno, desde que a sua duração seja inferior a 2 horas.

A partir destes critérios podem definir-se as zonas de aceitação para sobrecargas temporárias que se visualizam na Figura 3.9, onde I_z corresponde à corrente máxima admissível em regime permanente para uma linha e S_n à capacidade nominal de um transformador. Se, a menos dos primeiros segundos após a ocorrência do defeito (período durante o qual, geralmente, ocorrem elevados desvios transitórios da carga nos ramos), a carga

em algum ramo violar a zona de aceitação definida pelos gráficos da Figura 3.9, então, mediante os critérios atrás descritos, deverá considerar-se que o sistema perdeu segurança de operação.

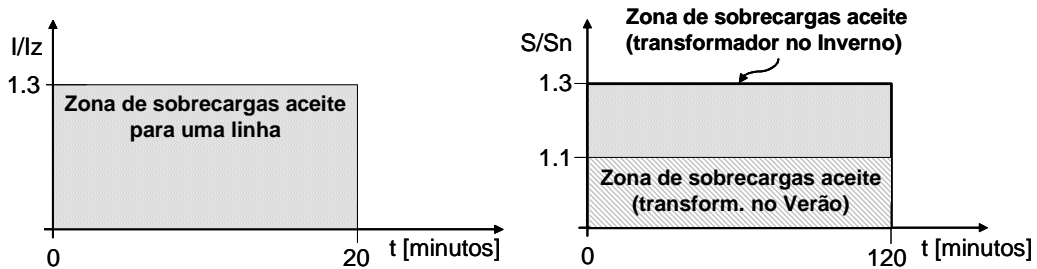


Figura 3.9 – Zona de aceitação para sobrecargas temporárias em ramos de transmissão (de acordo com os critérios definidos em [22])

Como exemplo da evolução temporal típica da carga de um ramo de transmissão que sucede na sequência da ocorrência do tipo de perturbação em análise, na Figura 3.10 apresentam-se alguns resultados fornecidos pela simulação dinâmica deste tipo de perturbação para um cenário de operação da rede interligada de teste que foi analisada neste trabalho e que se descreve no Capítulo 4. Nesta figura apresenta-se a evolução temporal, durante 140 segundos após a ocorrência de um defeito que se simula aos 0 segundos, da intensidade de corrente que percorre duas linhas de transmissão da área de controlo 1, por unidade de I_z .

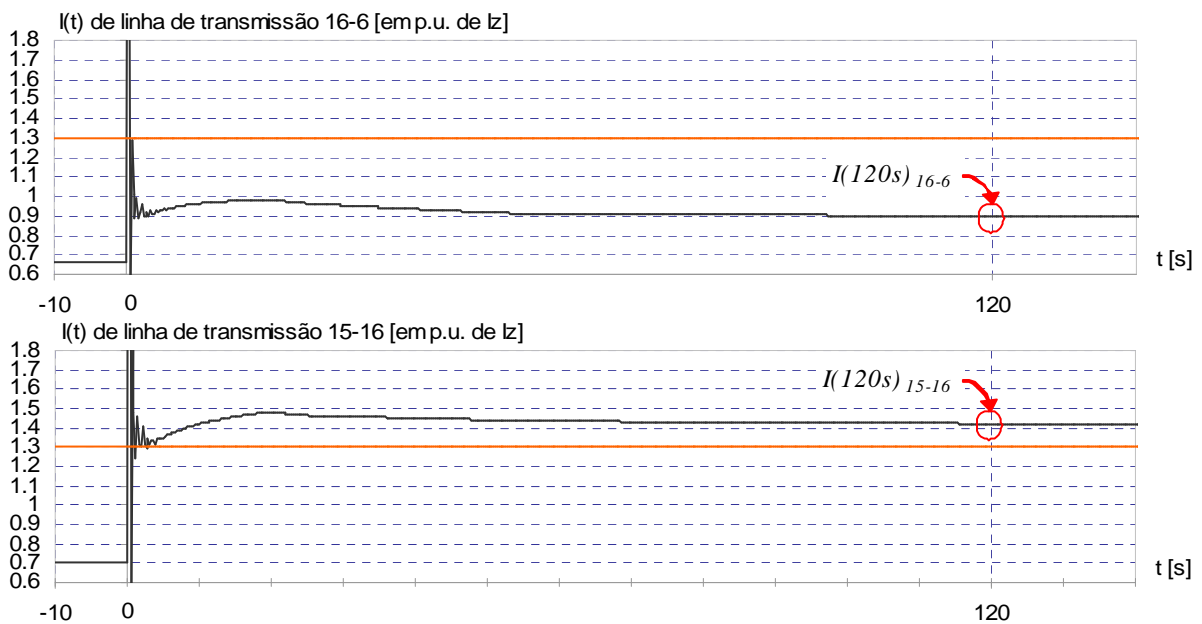


Figura 3.10 – Resultados da simulação dinâmica de um c.c. aos 0 s (para a rede interligada de teste)

Da análise da Figura 3.10, pode observar-se que ambas as linhas ultrapassam a zona de aceitação para sobrecargas temporárias que se define na Figura 3.9. No entanto, na linha com a designação 16-6, as violações da zona de aceitação ocorrem apenas durante os primeiros segundos do regime transitório de pós-perturbação, não devendo estas serem consideradas para a definição de segurança de operação da linha, por corresponderem a desvios de corrente que são rapidamente eliminados. Mediante este comportamento, para a situação simulada, concluiu-se que não ocorrem quaisquer problemas de sobrecarga temporária na linha 16-6.

Na linha com a designação 15-16, a violação da zona de aceitação para sobrecargas temporárias (que se define na Figura 3.9) ocorre durante o regime dinâmico que se segue ao regime transitório pós-perturbação, i.e. após o tempo de actuação dos sistemas de regulação primária da frequência que, geralmente, dura entre 15 a 30 segundos. Durante este período de tempo, o qual se denominou no presente trabalho regime quasi-estacionário, o sistema rege-se pela acção automática dos sistemas de regulação de reserva secundária (i.e., os sistemas de AGC), tendo, por isso, um comportamento que é, tipicamente, lento. Por esta razão se observa que, apesar de a acção dos sistemas de AGC ser benéfica para a redução do aumento de carga inicialmente sofrido na linha 15-16, a violação da zona de aceitação para sobrecargas temporárias que ocorre nesta linha dura todo o período de tempo simulado de regime dinâmico (até aos 140 segundos), sendo muito provável que esta violação continue por muitos minutos. De acordo com este comportamento, considera-se que, para a situação simulada, ocorrem problemas de sobrecarga temporária na linha 15-16.

Supondo os dois tipos de comportamento atrás descritos e correspondendo $I(120s)_k$ a um valor de corrente que ocorre durante o regime quasi-estacionário, para definir a segurança de operação de uma área de controlo atendendo a sobrecargas temporárias nos ramos de transmissão, no presente trabalho considerou-se o seguinte critério:

Se, para algum ramo de transmissão k da área de controlo, o índice $I(120s)_k$ for superior ao valor que define o limiar da zona de aceitação para sobrecargas temporárias (situação que se apresenta, na Figura 3.10, para a linha 15-16, uma vez que $I(120s)_{15-16} > 1.3$ p.u.), então o sistema é inseguro. Nos restantes casos, o sistema é seguro.

Das evoluções temporais apresentadas na Figura 3.10 pode observar-se que, após o aumento de carga que ocorre nestes ramos devido à acção dos sistemas de controlo primário, durante o regime quasi-estacionário a acção dos sistemas de AGC é benéfica, provocando uma redução gradual do aumento de carga inicialmente sofrido. Verificando-se este tipo de comportamento, então se $I(120s)_k$ for inferior ao valor que define o limiar da zona de aceitação para sobrecargas temporárias (situação que se apresenta, na Figura 3.10, para a linha 16-6, uma vez que $I(120s)_{16-6} < 1.3 p.u.$), estarão reunidas as condições para se poder garantir que o ramo k não viola o limiar de segurança definido para este tipo de sobrecargas.

Apesar de menos frequentes, podem, no entanto, ocorrer situações nas quais a acção dos sistemas de AGC não seja benéfica para algum ramo k , por provocar um aumento gradual do acréscimo de carga inicialmente sofrido na sequência da ocorrência da perturbação em análise. Nesta situação, mesmo que o valor de $I(120s)_k$ possa não violar o limiar de segurança atrás definido, não será possível garantir que, durante o regime dinâmico que se segue aos 2 minutos, o valor de $I(t)_k$ não venha a violar esse limiar de segurança. Daqui se compreende que esta corresponde a uma situação que, apesar de pouco frequente, possa provocar falhas de alarme durante o processo de monitorização de segurança que se venha a realizar com os índices $I(120s)_k$. No entanto, tendo o sistema, durante o regime dinâmico de operação que se segue aos 2 minutos após a ocorrência da perturbação, variações lentas do valor da corrente nos ramos, então mesmo que após os 2 minutos ocorra violação do limiar de segurança, esta será de valor reduzido. Assim, uma forma eficaz para se diminuir o número de falhas de alarme, que resultam deste tipo de situações, corresponderá a reduzir o limiar de segurança a partir do qual se considera que o ramo viola os critérios de aceitação para sobrecargas temporárias. Esta foi a estratégia seguida no presente trabalho.

Uma outra abordagem, que se colocou como hipótese durante o desenvolvimento do presente trabalho, mas que não chegou a ser implementada, consiste em considerar, para cada ramo k , um segundo índice de segurança relativo ao valor que a intensidade de corrente terá no novo regime permanente de pós-perturbação definido pela acção dos sistemas de AGC, ou seja: $I(fim)_k$. A partir dos dois índices, $I(120s)_k$ e $I(fim)_k$, seria possível obter a equação da recta que une os dois pontos, que corresponderia a uma estimativa da evolução temporal que

a corrente no ramo k teria durante esse intervalo de tempo. Desta estimativa seria possível detectar as situações de falha de alarme atrás descritas e, para essas situações, estimar a partir de que instante ocorreria a violação da zona de aceitação para sobrecargas temporárias nos ramos.

No entanto, esta segunda abordagem tem como dificuldade a obtenção dos valores de $I(fim)_k$ para todos os cenários do conjunto de dados a gerar. De facto, facilmente se compreenderá que a obtenção destes valores recorrendo à simulação dinâmica do sistema eléctrico através de ferramentas analíticas convencionais poderia, para um sistema eléctrico de grande dimensão, tornar o processo de geração de dados inviável, por os tempos de cálculo exigidos para se obterem os valores de $I(fim)_k$ se tornarem excessivos.

Uma opção que permitiria reduzir estes tempos de cálculo, seria recorrer a métodos expeditos, tal como os que se descrevem no Anexo 1, para o cálculo aproximado das condições de operação definidas pelos sistemas automáticos de regulação da frequência e de potência activa, para o novo regime permanente de pós-perturbação. Tal abordagem poderia ser incluída no processo de geração de dados, a qual consistiria na aplicação de algumas equações algébricas do tipo linear, para obtenção de uma aproximação dos cenários de produção e de consumo de potência activa no novo regime permanente definido pelos sistemas de AGC, sendo seguida pela resolução de um problema de trânsito de potências para obtenção de uma caracterização completa de todas as condições de operação do novo regime permanente de pós-perturbação. Note-se contudo, tal como se explica no Anexo 1, que esta segunda abordagem não poderá ser aplicada para prever comportamentos em regime permanente, quando o sistema de AGC é utilizado para eliminar apenas desvios de frequência. Como simplificações do método expedito que se apresenta no Anexo 1, desprezam-se as perdas de Joule (por não se considerar a rede de transporte, a menos de um equivalente das linhas de interligação nas quais se despreza a resistência linear) e aplica-se o princípio dos desacoplamentos (por não se considerar a influência que o valor eficaz das tensões tem sobre o comportamento das potências activas). Outra dificuldade desta abordagem, deve-se à incerteza associada à previsão do instante em que o sistema de AGC atinge o novo regime permanente de pós-perturbação, estimativa esta que seria necessário realizar para se atribuir um instante de tempo a cada índice de segurança $I(fim)_k$.

3.5.2 FASE 2 – Geração do Conjunto de Dados

Relativamente ao processo de geração de dados, de uma forma geral este pode resumir-se da seguinte forma:

Dada uma gama e resolução para as n_x condições de operação do sistema a alterar x_1, x_2, \dots, x_{n_x} , é criado um conjunto de exemplos do tipo $[x_1, x_2, \dots, x_{n_x}, y_1, y_2, \dots, y_{n_y}]$ que reflecta a dependência do comportamento do sistema (i. e., dos n_y índices de segurança y_1, y_2, \dots, y_{n_y}) com a variação das condições de operação (i.e., das variáveis x_1, x_2, \dots, x_{n_x}).

Desta forma, esta fase tem como objectivo gerar um número representativo de cenários de operação pré-analisados. Tal como se explica devidamente na secção 3.2.3, estes cenários correspondem aos dados necessários para a realização das FASES 3 e 4, de treino e de avaliação de desempenho das estruturas de segurança de AA.

3.5.2.1 Método de geração aplicado

No método de geração de dados aplicado, de entre as condições de operação a alterar entre cenários, as que correspondem a variáveis independentes (i.e., cujo valor não se encontra condicionado pelas restantes condições de operação a alterar) são sorteadas, seguindo um procedimento sistemático que abranja toda a gama e resolução de operação definida para essa variável. No presente trabalho, as condições de operação independentes a sortear corresponderam às seguintes:

- cenário de consumo;
- valor da importação (de potência activa);
- cenário de produção eólica.

Como técnica de sorteio, aplicou-se o método estruturado de Monte Carlo, tal como se descreve em [63], por corresponder a uma técnica de fácil aplicação e que já mostrou, em outros trabalhos (ex: em [63] e [37]), ser capaz de fornecer uma boa distribuição e resolução do conjunto de dados dentro da gama de operação definida.

Para cada cenário de operação sorteado, calcularam-se a seguir diversos cenários de escalonamento e de despacho de modo a que estes reflectissem as diferentes possibilidades de soluções viáveis ao nível das condições de operação do sistema de produção convencional.

Finalmente, para cada cenário de despacho gerado, foi necessário recorrer-se a uma ferramenta de resolução numérica de modelos analíticos convencionais do sistema eléctrico própria para o cálculo dos índices de segurança em análise. No presente trabalho, tal como já se explicou, como índices de segurança adoptou-se o valor que a intensidade de corrente em cada ramo de transmissão k terá dois minutos após a ocorrência da perturbação ($I(120s)_k$). Para se obter o valor destes índices foi, assim, necessário recorrer-se à resolução de um trânsito de potências seguido pela resolução numérica das equações não lineares que definem o comportamento temporal do sistema eléctrico até um período de tempo que atingisse o regime quasi-estacionário de pós-perturbação. Por esta razão, de entre todos os processos envolvidos na metodologia que se apresenta na Figura 3.8, o tempo de execução da fase de geração de dados foi o mais significativo.

No Capítulo 4 é feita uma descrição detalhada do procedimento desenvolvido para se obter o conjunto de dados da rede interligada de teste que se analisou neste trabalho. Este procedimento foi implementado numa ferramenta computacional, sob a forma de uma metodologia geral que permite a geração de dados para caracterizar o comportamento dinâmico de qualquer sistema eléctrico interligado composto por duas áreas de controlo. Nesta plataforma, para o cálculo dos índices de segurança, foi integrada uma ferramenta analítica convencional, desenvolvida no INESC Porto e com a participação da autora da presente tese, própria para a simulação do comportamento temporal de sistemas eléctricos. Esta ferramenta inclui a resolução numérica das equações diferenciais que caracterizam o comportamento dinâmico dos diversos componentes do sistema eléctrico, tais como o de grupos hídricos, térmicos e eólicos, bem como dos sistemas de regulação de tensão e de frequência. Por se ter concluído, tal como se salienta na secção 2.3.2.4, que a acção dos sistemas de AGC têm uma influência não desprezável no comportamento dinâmico em análise, houve a necessidade de integrar, nessa ferramenta, um modelo analítico próprio para simular a acção destes sistemas de controlo. No Anexo 1 pode encontrar-se uma descrição do modelo adoptado.

3.5.2.2 *Requisitos do conjunto de dados*

Em termos de requisitos do conjunto de dados gerado, saliente-se que a qualidade deste é crucial para o sucesso da aplicação prática das estruturas de segurança de AA. Efectivamente, se a informação contida no conjunto de dados não reflectir correctamente o comportamento do sistema eléctrico ou se não abranger toda a gama de operação do sistema e com uma resolução apropriada, então, apesar de se poder conseguir obter uma boa precisão para o conjunto de teste, esta não garante que as estruturas de segurança extraídas venham a ter precisão suficiente quando forem utilizadas para prever a segurança de cenários de operação reais.

Em particular, para garantir uma correcta utilização das estruturas de segurança, aquando da sua exploração para o fornecimento de medidas de controlo preventivo, as políticas de operação (como por exemplo, de despacho) contidas no conjunto de dados, deverão compreender alguma diversidade em relação às práticas de exploração que são geralmente adoptadas. Uma outra preocupação a ter, consiste em obter uma boa precisão aquando da classificação do sistema como “seguro/inseguro”, sendo para isso necessário garantir também uma boa resolução na vizinhança dos limiares de segurança definidos para os índices de segurança considerados.

Estes requisitos de gama de operação e de resolução poderão ser sempre melhorados através da geração de cenários de operação adicionais, considerando diferentes ajustes para a especificação dos parâmetros de geração. No entanto, o elevado tempo de execução exigido para o processo de geração de dados irá sempre introduzir um limite máximo para o número de cenários a gerar. Desta forma, toda a especificação deste processo deverá ser definida na tentativa de encontrar um compromisso entre a qualidade do conjunto de dados e o esforço computacional exigido para a sua geração. No sentido de alcançar este compromisso, é costume incluir diversas restrições de operação, por estas permitirem reduzir o número de cenários de operação a gerar sem comprometer a qualidade do conjunto de dados. Para além disso, a consideração destas restrições poderá também evitar problemas de convergência que resultem do cálculo do trânsito de potências para cenários de operação irrealistas.

3.5.3 FASE 3 – Treino da Estrutura de Segurança de AA

Após a fase de geração de dados, será então possível passar-se ao processo de treino de uma estrutura de segurança por aplicação de uma determinada técnica de aprendizagem automática. No presente trabalho foram extraídas estruturas de segurança por aplicação das técnicas de AA que se caracterizam devidamente na secção 3.4 deste capítulo.

Antes do processo de treino, foi necessário realizar uma análise do conjunto de dados gerado, de modo a avaliar a sua capacidade de representar devidamente o problema de segurança em estudo. Desta análise resultou a necessidade de se realizarem diversos ajustes do método de geração de dados implementado, tendo-se assim criado um processo iterativo prévio à aplicação da FASE 3 da metodologia que se resume na Figura 3.8.

Antes do treino das estruturas de segurança, realizou-se ainda no presente trabalho o procedimento de normalização que se descreve na secção 3.5.3.1 seguinte. Na secção 3.5.3.2 descrevem-se ainda os procedimentos que foram utilizados, no âmbito do treino das estruturas de segurança, para realizar a tarefa de selecção de características. Esta tarefa visou identificar o conjunto de variáveis de entrada (também denominadas características) que melhor explica a variação do valor de cada índice de segurança em análise, pois, como será fácil de compreender, este conjunto permitirá obter estruturas de segurança com melhores desempenhos de previsão.

3.5.3.1 Normalização das variáveis de entrada e de saída

No sentido de evitar diversos problemas numéricos durante o processo de treino das ANN e dos LRM realizou-se, previamente à obtenção deste tipo de estruturas, uma normalização das variáveis de entrada e de saída que compõem o conjunto de dados. De entre as diversas alternativas que se podem encontrar na literatura, nos trabalhos realizados na presente tese foi adoptada a técnica que transforma cada variável de modo a que, no conjunto de dados, tenha um valor médio nulo e uma variância unitária. Segundo esta técnica, seja a a variável original e a_N a variável normalizada, a transformação realiza-se da seguinte forma:

$$a_N = \frac{a - \bar{a}}{s_a} \quad (3.29)$$

onde \bar{a} e s_a^2 correspondem ao valor médio e variância amostral da variável a .

Para o treino das RT não foi adoptado nenhum procedimento prévio de normalização de variáveis, por não ser do conhecimento da autora que o desempenho desta técnica seja sensível à ordem de grandeza das variáveis que compõem o conjunto de dados.

3.5.3.2 Seleccção de características

Esta tarefa consistiu num processo de selecção das características, de entre o vector das variáveis de entrada candidatas, que maximizam a capacidade de previsão do modelo funcional, sendo este processo denominado, na literatura anglo-saxónica, feature subset selection.

Para alcançar este objectivo, o ideal seria proceder a uma busca exaustiva através da construção de todos os modelos funcionais que combinem, de todas as maneiras possíveis, as características candidatas. No entanto, atendendo ao esforço computacional necessário para construir todos os possíveis modelos, a busca exaustiva está limitada a um baixo número de características candidatas. Por exemplo, sabendo-se que, para ne características candidatas, o número de modelos funcionais possíveis é $2^{ne} - 1$, se $ne = 4$ existirão apenas 15 modelos funcionais alternativos, pelo que neste caso seria razoável aplicar uma busca exaustiva. No entanto, no caso de $ne = 10$ existirão 1023 modelos funcionais a construir, pelo que nesta situação já se justificaria recorrer a algum método expedito que evitasse um esforço computacional tão elevado.

Saliente-se que, de entre os métodos de AA utilizados neste trabalho, as ANN correspondem à técnica onde o processo de selecção de características é mais crucial. Efectivamente, no caso da construção de um LRM, tal como se explica na secção 3.4.2, os algoritmos de treino já consideram procedimentos quasi-exaustivos próprios de selecção de regressores, os quais pretendem eliminar, do vector de características candidatas, problemas de colinearidade e outro tipo de informação redundante ou não relevante para a construção do modelo linear. Apesar de quasi-exaustivos, estes procedimentos são bastante rápidos, uma vez que a construção de cada modelo de regressão linear se resume à resolução de um sistema de equações lineares.

No caso da construção de uma RT, o desempenho da estrutura em árvore construída não é prejudicado pela existência, no vector de características candidatas, de variáveis fortemente relacionadas. Isto porque, tal como se descreve na secção 3.4.3, cada passo da construção de uma RT (divisão de um nó da árvore) só considera a influência de uma característica. O desempenho destas estruturas também não é prejudicado pela existência de variáveis pouco relevantes no vector de entradas, uma vez que a variável escolhida para realizar a divisão de um nó resulta de um processo exaustivo de busca da característica mais relevante de entre o conjunto de todas as candidatas. Como limitação deste processo de construção, resulta a não capacidade das RT em extrair conhecimento resultante da influência de conjunto de características. Para tentar ultrapassar esta dificuldade, poderá ser de interesse incluir, no conjunto de características candidatas para treino de uma RT, variáveis adicionais que resultem da combinação de outras variáveis (como, por exemplo, a produção eólica total que resulta da soma da produção eólica em todos os parques da área de controlo em análise), sempre que se suspeite que essa combinação possa ser relevante para explicar o fenómeno causa/efeito em análise.

No contexto do treino de uma ANN, podem encontrar-se muitos trabalhos de investigação onde o problema da selecção de características é tratado e onde diferentes técnicas são propostas para a resolução deste problema. De entre estes trabalhos, refiram-se os que sugerem uma procura quasi-exaustiva ou através de algoritmos genéticos (tal como os trabalhos que se referem em [47]), os quais exigem um elevado esforço computacional, uma vez que recorrem à realização de repetidos treinos de ANN. Para ultrapassar a barreira do esforço computacional, no presente trabalho optou-se por testar a aplicação de métodos expeditos que visam eliminar informação redundante ou não relevante do vector de variáveis de entrada, os quais se descrevem a seguir.

Coeficiente de Correlação Amostral

Uma técnica clássica, que poderá ser sempre aplicada no âmbito da selecção de características, consiste no cálculo do coeficiente de correlação amostral (bem conhecido da estatística) para detectar elevados graus de relacionamento linear entre cada par de características candidatas do conjunto de dados. No caso desse coeficiente ter um valor absoluto próximo de 1, significa que uma das duas variáveis poderá ser eliminada do vector de entradas por a relação entre estas ser fortemente linear.

Apesar de se limitar à detecção de relações do tipo linear, esta é uma análise que se justifica fazer sempre que se pretenda eliminar informação redundante do vector de entradas. Esta análise poderá ser ainda útil para avaliar a qualidade dos dados gerados para treino dos modelos funcionais, por permitir detectar fortes correlações, que não sejam intencionais, entre condições de operação geradas. Desta forma, poderão ser detectadas situações em que a qualidade do conjunto de dados gerado não seja suficiente por a gama de operação do sistema não estar devidamente representada.

Seleção de Características Fornecida por Modelos de Regressão Linear

Por aplicação do método passo a passo para a selecção dos regressores de um LRM (processo descrito na secção 3.4.2), nos trabalhos desenvolvidos para a presente tese foi testada a capacidade de usar essa selecção para treino de uma ANN. De facto, sabendo que este método visa eliminar problemas de colinearidade e outro tipo de informação redundante ou não relevante para a construção de um modelo de regressão linear, colocou-se a hipótese de as características seleccionadas desta forma poderem consistir num melhor conjunto de entradas para o treino de uma ANN.

Tal como se pode verificar pelos resultados que se apresentam no Capítulo 5 e publicados em [64], no presente trabalho, esta abordagem foi aplicada com sucesso aquando da avaliação do problema de segurança em análise para a rede interligada de teste que se descreve no Capítulo 4.

Seleção de Características Fornecida por Árvores de Regressão

No âmbito da resolução de problemas de classificação, em [42] e [65] publicam-se trabalhos onde a estrutura de uma árvore de decisão é utilizada para realizar selecção de características, nos quais apenas as características seleccionadas para a divisão dos nós da árvore são consideradas como relevantes para pertencerem ao vector de entradas de um modelo funcional de AA. Inspirada nos trabalhos publicados em [65] e [42], em [35] a autora da presente tese publica um trabalho onde explora o conhecimento obtido da construção de uma RT para realizar selecção de características prévia ao treino de uma ANN, no âmbito da avaliação de segurança dinâmica de um sistema eléctrico isolado atendendo ao comportamento transitório da frequência. Segundo esta técnica, primeiro é construída uma RT para emular o

comportamento em análise, com a melhor capacidade de generalização possível e na qual se consideram todas as características candidatas. Desta construção, a relevância de cada característica é medida pelo ganho que esta forneceu, durante o processo de divisão de cada nó t da árvore, na redução do erro de regressão, sendo este ganho medido pela grandeza $\Delta MSE(t)$ que se descreve na equação (3.25). Por fim, com base nestes ganhos, realiza-se uma ordenação de importância entre características, sendo assim possível eliminar as características com um ganho inferior a um determinado valor limite. Neste processo, para a medição do ganho fornecido por cada característica, foram testadas as seguintes variantes:

- variante 1: O ganho fornecido por uma característica corresponde ao somatório do valor máximo obtido de $\Delta MSE(t)$ para cada nó t não terminal da árvore, por aplicação dessa característica para dividir o nó, mesmo que não tenha sido essa a variável final seleccionada para realizar a divisão do nó.
- variante 2: O ganho fornecido por uma característica corresponde ao somatório do valor obtido de $\Delta MSE(t)$ para cada nó t não terminal da árvore onde essa característica tenha sido a variável seleccionada para realizar a divisão do nó. Note-se que, na sua versão mais relaxada, na aplicação desta variante podem descartar-se apenas as características que não forneçam qualquer ganho de informação, ou seja, que não tenham sido seleccionadas para dividir qualquer nó da árvore. Desta forma, esta segunda variante torna-se semelhante às filosofias de selecção de características que se propõem em [65] e [42].

A partir dos resultados que se apresentam em [35], mostra-se que ambas as variantes atrás descritas foram capazes de reduzir o erro de regressão das ANN treinadas para avaliar um problema de segurança relacionado com o comportamento transitório da frequência. Apesar dos bons resultados obtidos em [35], a aplicação desta técnica ao problema de segurança em análise na presente tese mostrou fornecer resultados piores do que os que se obtiveram por exploração do método passo a passo para selecção de características, no âmbito do treino de um LRM. Por esta razão, os resultados obtidos por aplicação desta técnica não se apresentam nesta dissertação. O pior desempenho observado, por aplicação desta técnica, pode explicar-se pelas limitações inerentes à sua aplicação que são, de alguma forma, ultrapassadas pela aplicação do método passo a passo, as quais correspondem às seguintes situações:

- Por avaliar a relevância de cada característica em separado, esta técnica tem como limitação a incapacidade de detectar a influência de conjunto de características. Isto porque, tal como se explica em [66], com a excepção de alguns casos especiais, as medidas de importância individuais de cada variável de entrada não podem ser combinadas para fornecer a importância de conjunto de variáveis de entrada.
- Uma outra limitação resulta da incapacidade desta técnica em identificar redundâncias que resultem da existência de relações fortes entre características candidatas.

3.5.4 FASE 4 – Avaliação de Desempenho

A fase de avaliação de desempenho é essencial para que se consiga obter uma comparação entre a capacidade de previsão fornecida por diferentes técnicas de AA. Tal como já se explicou na secção 3.2.3, para avaliar correctamente a capacidade de generalização de cada modelo funcional resultante do processo de treino, deverá ser utilizado um conjunto de teste, ou seja, uma amostra contendo exemplos diferentes dos que se utilizaram para o processo de treino. Tendo, no presente trabalho, sido gerado um número de cenários de operação da ordem dos vários milhares, a dimensão do conjunto de dados gerado permitiu que se adoptasse a técnica de *Holdout*, a qual foi já devidamente descrita na secção 3.2.3.

Saliente-se que, independentemente do tipo de método de AA utilizado, é característico ocorrer alguma variação da capacidade de previsão do modelo funcional treinado com a adopção de diferentes repartições do conjunto de dados para treino e teste. Desta propriedade resulta que a forma mais correcta para comparar o desempenho entre dois métodos de AA, passa pela obtenção, para cada um deles, de um conjunto de erros de teste provenientes de diferentes repartições do conjunto de dados. A partir da média e variância amostral dos erros de previsão assim obtidos, será possível aplicar um teste de hipóteses estatístico (tal como o que se descreve na secção 3.4.1.4) para se conseguir obter o significado estatístico com que um dos métodos é mais preciso do que outro. Tendo-se, no presente trabalho, observado uma diferença significativa entre os erros de previsão fornecidos pelas diferentes técnicas de AA aplicadas, considerou-se não haver necessidade de realizar este procedimento, pelo que se optou por realizar a avaliação de desempenho entre métodos de AA apenas com uma repartição do conjunto de dados.

3.6 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi feita uma descrição detalhada da metodologia que se seguiu, no presente trabalho, para a obtenção de uma estrutura de AA que realize avaliação de segurança do comportamento dinâmico de um sistema eléctrico. Em termos gerais, esta metodologia resume-se na Figura 3.8. que se apresentou na secção 3.5, dividindo-se nas seguintes fases:

- FASE 1: Identificação do problema de segurança;
- FASE 2: Geração do conjunto de dados;
- FASE 3: Treino da estrutura de segurança dinâmica de aprendizagem automática;
- FASE 4: Avaliação de desempenho.

Para o tipo de sistema eléctrico sobre o qual se debruçou esta dissertação – *sistema interligado que explore elevadas penetrações de produção eólica* – os resultados da FASE 1 foram já devidamente apresentados na secção 2.3 do Capítulo 2. Relativamente à especificação do conjunto de dados a gerar, na secção 3.5.1 do presente capítulo é feita uma descrição das decisões que foram efectuadas a este nível, com o objectivo de se obter uma estrutura de AA que seja capaz de realizar avaliação de segurança do problema dinâmico em análise: *sobrecargas que possam ocorrer em importantes ramos do sistema de transmissão de uma determinada área de controlo, durante o regime quasi-estacionário associado ao período de pós-perturbação, subsequente à ocorrência de uma súbita perda de produção eólica na área de controlo em análise*. Mais concretamente, esta descrição abrangeu a especificação dos seguintes aspectos:

- Tipo de perturbação a avaliar;
- Condições de operação a variar entre cenários do conjunto de dados;
- Índices de segurança a monitorizar;
- Requisitos do vector de variáveis de entrada candidatas a considerar para o treino das estruturas de segurança, que, em resumo, consistem nas seguintes especificações:
 - As variáveis contidas no vector deverão caracterizar as condições de operação que o sistema eléctrico tem durante o regime estacionário prévio ao defeito, devendo também corresponder a valores mensuráveis do sistema e a condições de operação que se alterem entre cenários do conjunto de dados gerado.

- Para evitar problemas numéricos durante o treino de modelos de regressão linear (LRM), o vector não deverá incluir características que estejam entre elas fortemente relacionadas. No caso de treino de redes neuronais artificiais (ANN) poderá ser de interesse adoptar também este requisito, no sentido de reduzir a dimensão do vector de variáveis que é necessário construir para utilizar as ANN em ambiente de tempo real. Como excepção, no caso concreto de treino de uma árvore de regressão, e no sentido de obter uma estrutura com maior precisão, poderá ser de interesse incluir variáveis adicionais que tentem medir a relevância conjunta de diversas variáveis de entrada.
- Havendo o propósito de explorar a estrutura de segurança para o fornecimento de medidas de controlo preventivo em ambiente de tempo real, o vector deverá incluir condições de operação que correspondam a variáveis de controlo do sistema. Como excepção, aquando do treino de uma árvore de regressão linear para a obtenção de restrições de segurança dinâmica do tipo linear, a estrutura em árvore deverá ser treinada com entradas que não sejam função das variáveis de decisão do problema de optimização a resolver. Caso contrário, as regras condicionais do tipo *If-Then-Else*, em que a árvore de regressão se traduz, poderão introduzir descontinuidades no domínio de soluções admissíveis do problema de optimização que o tornem não convexo e, como consequência, não linear.
- Por questões de esforço computacional do algoritmo de controlo preventivo, deverão ainda excluir-se quaisquer variáveis que não correspondam a um dado para a resolução de um problema de trânsito de potências.

Relativamente à FASE 2 (de geração do conjunto de dados), na secção 3.5.2 foi feita uma descrição geral do método de geração aplicado e dos requisitos que se esperam do conjunto de dados gerado. Uma descrição mais detalhada do procedimento desenvolvido, no âmbito do presente trabalho, de geração de um conjunto de dados para a rede interligada de teste analisada, será feita no Capítulo 4.

Previamente à exposição da metodologia geral considerada para a obtenção de uma estrutura de segurança dinâmica de AA que se realiza na secção 3.5, nas secções 3.2 e 3.3 descreveram-se os conceitos de base necessários para a implementação da FASE 3 (de treino

de uma estrutura de segurança dinâmica de AA) e da FASE 4 (de avaliação de desempenho das estruturas treinadas).

Na secção 3.4 descrevem-se as técnicas de aprendizagem automática que foram exploradas no presente trabalho:

- Redes Neurais Artificiais;
- Modelos de Regressão Linear;
- Estrutura híbrida que resulta da utilização de um modelo de regressão linear em cada folha de uma árvore de regressão (estrutura que se denominada, no presente trabalho, árvore de regressão linear).

No âmbito da descrição da metodologia geral considerada, foram relatados ainda os procedimentos que se adoptaram para realizar:

- Controlo de qualidade do conjunto de dados gerado;
- Normalização das variáveis que compõem cada exemplo do conjunto de dados;
- Selecção de características.

No caso concreto do problema de segurança analisado para a rede interligada de teste estudada, os resultados obtidos da FASE 2 (de geração do conjunto de dados) serão devidamente descritos no Capítulo 4, apresentando-se no Capítulo 5 todos resultados obtidos da FASE 3 e 4 (de treino e avaliação de desempenho das estruturas de segurança de AA).

Capítulo 4:

GERAÇÃO DE DADOS PARA UMA REDE INTERLIGADA DE TESTE

4.1 INTRODUÇÃO

Para a aplicação das metodologias de avaliação de segurança e de controlo preventivo desenvolvidas nesta investigação, foi necessário criar uma rede interligada de teste, que se descreve na secção 4.2 seguinte. Com o intuito de obter um caso de estudo que reflectisse os procedimentos de dimensionamento que são usualmente adoptados, a rede interligada de teste criada baseou-se num sistema interligado real, no qual se espera que venham a ser explorados elevados volumes de produção eólica.

Na secção 4.3 deste capítulo descreve-se o procedimento que foi implementado para realizar a geração de dados da rede interligada de teste criada. Esta exposição vem no seguimento da informação contida na secção 3.5.2 do Capítulo 3, na qual foi já efectuada uma descrição detalhada das funcionalidades e requisitos que se esperam do conjunto de dados a gerar, tendo sido também apresentado um resumo do procedimento automático que foi implementado neste trabalho para gerar um conjunto de dados que caracterize o comportamento dinâmico de um qualquer sistema eléctrico. Na secção 3.5.1 anterior, foram ainda apresentadas as escolhas efectuadas, ao nível da especificação do processo de geração de dados, de modo a obter uma correcta caracterização do problema de segurança em análise: *avaliação da ocorrência de sobrecargas em regime quasi-estacionário em ramos de transmissão de redes interligadas que explorem elevadas penetrações de produção eólica.*

O procedimento de geração que se descreve na secção 4.3 foi computacionalmente implementado de forma a permitir a geração de dados que caracterize o comportamento dinâmico de um qualquer sistema eléctrico interligado composto por duas áreas de controlo. Em [67] pode encontrar-se uma especificação detalhada de todas as funcionalidades que se disponibilizam e dos requisitos de dados que são necessários para a utilização da ferramenta computacional que foi implementada para este efeito.

4.2 REDE INTERLIGADA DE TESTE

O esquema unifilar da rede interligada de teste criada é apresentado na Figura 4.1. Neste sistema, a área de controlo 1 corresponde a uma aproximação da rede de transporte portuguesa, representando a área de controlo 2 um equivalente do sistema eléctrico espanhol e da restante rede da UCTE. A Figura 4.2 apresenta os valores considerados, para cada área de controlo, da capacidade instalada por tipo de central, bem como os valores máximo e mínimo considerados para o consumo total de cada uma das áreas de controlo.

Para a área de controlo 1 criou-se um sistema simplificado do previsto, para a rede de transporte portuguesa, relativo ao período de 2002-2007 (de acordo com o Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte 2002-2007), resultando num sistema eléctrico com três níveis de tensão nominal (150, 220 e 400 kV) e contendo:

- 24 barramentos, de entre os quais 11 abastecem a rede de distribuição (cada um destes consumos foi modelizado através de uma carga equivalente) e 9 dispõem de baterias de condensadores;
- 28 linhas de transmissão (podendo, cada uma, corresponder ao equivalente de linhas em paralelo);
- 7 transformadores de transmissão (podendo, cada um, corresponder ao equivalente de transformadores em paralelo);
- 14 geradores convencionais equivalentes (3 do tipo térmico clássico, 2 do tipo térmico de turbina a gás e 9 do tipo hídrico), correspondendo, cada um, ao modelo equivalente do conjunto de geradores com iguais características e que se encontrem em serviço na mesma central;
- 10 geradores eólicos equivalentes, correspondendo, cada um, ao modelo equivalente do conjunto de geradores eólicos com iguais características e que se encontrem em serviço e a partilhar o mesmo ponto de ligação à rede de transporte.

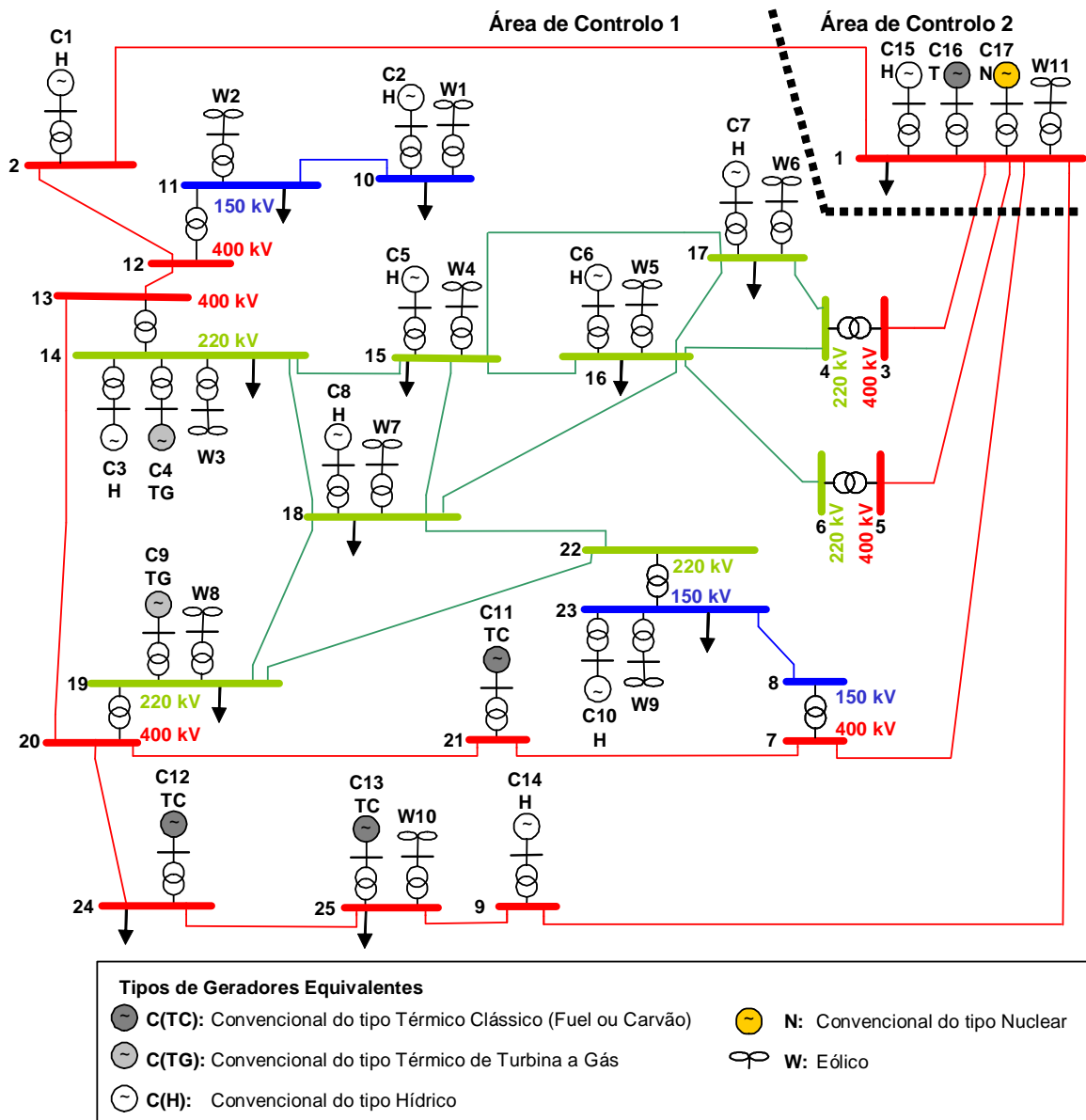


Figura 4.1 – Esquema unifilar da rede interligada de teste

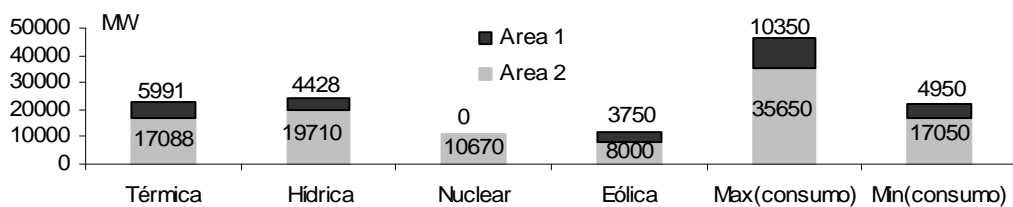


Figura 4.2 – Capacidades instaladas e valores máx. e mín. considerados para o consumo da rede de teste

Atendendo a que esta investigação se focou na segurança de operação da área de controlo 1, o sistema eléctrico vizinho foi modelizado por um único barramento (barramento 1) no qual se incluíram geradores equivalentes de diversos tipos (1 térmico, 1 hídrico, 1 nuclear e 1 eólico),

uma bateria de condensadores e o consumo total dessa área de controlo. Para a impedância de cada linha de transmissão que faz a ligação entre a área de controlo 1 e 2 (linhas 1-2, 1-3, 1-5, 1-7 e 1-9), adoptou-se o valor da impedância equivalente que é vista de cada ponto de interligação da rede de transporte portuguesa com a área de controlo vizinha, entrando apenas com a influência da área de controlo vizinha (valores calculados no programa PSS/E [1], para um cenário de ponta de Inverno de 2004). Por esta razão se considerou que estas 5 linhas pertencem ao equivalente eléctrico da área de controlo 2, não correspondendo, por isso, a linhas de transporte da área de controlo 1.

Todos os modelos equivalentes considerados, para os elementos da rede interligada de teste, foram adoptados com o objectivo de reduzir a dimensão do sistema em análise, sem que ocorresse perda de informação relevante para a correcta caracterização da segurança do sistema. Tendo-se debruçado, o presente trabalho, na análise de sobrecargas temporárias nos ramos, foram efectuados equivalentes que não interferissem na obtenção de uma correcta simulação do comportamento em regime estacionário e dinâmico da intensidade de corrente nos ramos da rede de transporte.

De modo a obter o comportamento dinâmico da rede interligada de teste, recorreu-se a uma ferramenta analítica convencional, desenvolvida no INESC Porto, própria para a simulação do comportamento temporal de sistemas eléctricos. Esta ferramenta realiza o cálculo do trânsito de potências, recorrendo ao método de Newton-Raphson, e resolve as equações diferenciais que caracterizam o comportamento dinâmico do sistema, através do método de Runge-Kutta de 4ª ordem. Para a simulação do comportamento dinâmico dos vários elementos do sistema, foram adoptados os seguintes modelos:

- para cada unidade de geração convencional (térmica, hídrica ou nuclear), foi considerado um gerador síncrono com um modelo transitório de quarta ordem (modelo apresentado no Anexo 2);
- para cada unidade de geração eólica, foi considerado um gerador assíncrono clássico com um modelo transitório de terceira ordem (modelo apresentado no Anexo 2);
- para os sistemas de regulação local da frequência e turbinas das unidades de geração convencional, consideraram-se os modelos usuais que se descrevem em [68] (modelo apresentado no Anexo 2);

- para os sistemas de regulação de tensão das unidades de geração convencional, foi adoptado o modelo IEEE do tipo 1 (modelo apresentado no Anexo 2);
- relativamente às acções de controlo secundário da frequência e potência activa, considerou-se a existência de um AGC distinto em cada área de controlo, dispondo, cada um, da configuração que se descreve no Anexo 2. Nesta configuração, supôs-se que neste tipo de acção participa qualquer unidade de geração que se encontre em serviço e que seja do tipo térmica ou hídrica. Relativamente às unidades de geração do tipo nuclear, considerou-se que este tipo de máquinas não participa nas acções de controlo secundário.

Em [69] pode-se encontrar uma descrição detalhada dos modelos analíticos e métodos numéricos que se incluem na ferramenta de simulação utilizada. No Anexo 2 apresentam-se todos os dados técnicos que foram considerados, no presente trabalho, para a caracterização da rede interligada de teste, de modo a permitir efectuar a geração de dados que represente a segurança dinâmica deste sistema recorrendo ao cálculo de trânsito de potências e à simulação dinâmica com base em modelos analíticos convencionais.

Saliente-se que apesar do objectivo do trabalho não ter sido o de realizar uma análise do sistema eléctrico português e das respectivas interligações com Espanha, houve a preocupação em criar uma rede interligada com comportamentos dinâmicos típicos. Atendendo a este objectivo, a escolha do valor para os parâmetros dos modelos analíticos da rede interligada de teste construída foi efectuada com base em valores reais do sistema eléctrico interligado de Portugal - Espanha. Nas situações de falta de informação, adoptaram-se valores típicos que se descrevem na literatura (nomeadamente, em [27] e [68]).

Para validar as escolhas realizadas, foi efectuada um processo de comparação entre os resultados obtidos pela ferramenta de simulação utilizada, com a rede interligada de teste construída, e os resultados obtidos pelo programa PSS/E, com um modelo completo da rede de transporte do sistema ibérico e um equivalente da rede francesa. Mediante este processo, partindo de um cenário típico de ponta de Inverno definido para a rede completa do PSS/E, criou-se, na rede interligada de teste, um cenário de despacho e de consumos próximo do cenário contido no PSS/E. Para os dois modelos, efectuou-se a simulação de 30 segundos do comportamento dinâmico do sistema eléctrico consequente à ocorrência de um defeito, com a

duração de 100 ms, num barramento crítico da rede que levou à perda de 522 MW de produção renovável (devido à actuação dos relés de mínimo de tensão instalados nessas centrais). A partir dos resultados obtidos com estas simulações, efectuou-se a comparação entre a evolução temporal dos trânsitos de potência activa de linhas que se consideraram equivalentes entre os dois sistemas eléctricos. Desta comparação observou-se que, apesar de os dois sistemas eléctricos (rede interligada de teste e rede completa do PSS/E) partirem de valores distintos de trânsitos de potência activa, tal como se pretendia o comportamento dinâmico desses trânsitos é muito semelhante entre os dois sistemas. Para ilustrar este tipo de resultados obtidos, nas Figura 4.3 e Figura 4.4 apresentam-se as evoluções temporais que se obtiveram para os trânsitos de potência activa nas linhas 2-1 (à entrada do barramento 2 e no sentido de 2 para 1) e 16-6 (à entrada do barramento 16 e no sentido de 16 para 6). Note-se que nestas simulações não se considerou a acção dos sistemas de AGC, por a versão do programa PSS/E que se utilizou não dispor deste tipo de modelos.

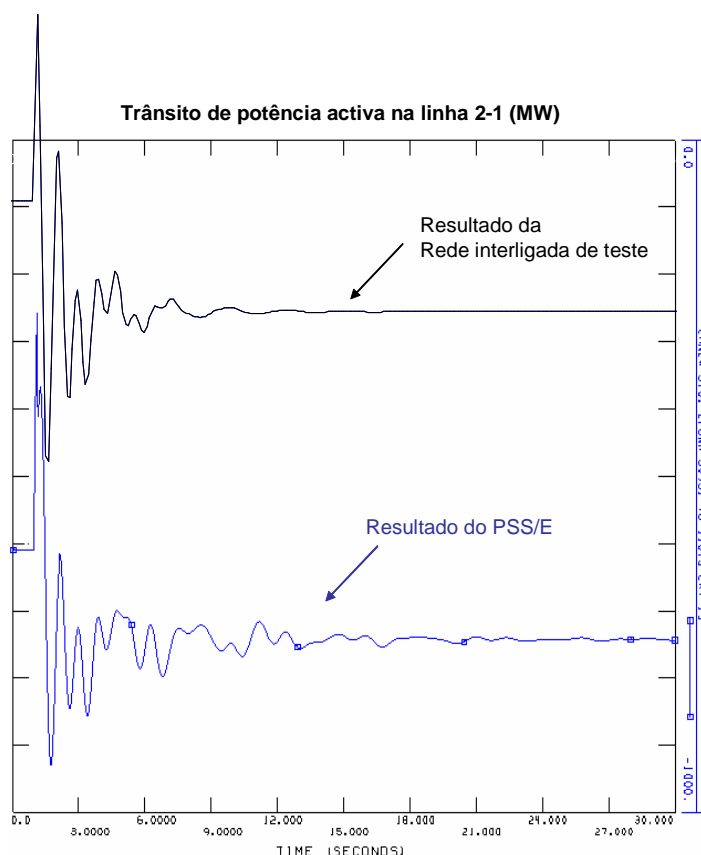


Figura 4.3 – Evolução temporal de P_{rf} para a linha 2-1 (resultados da rede de teste e do modelo do PSS/E)

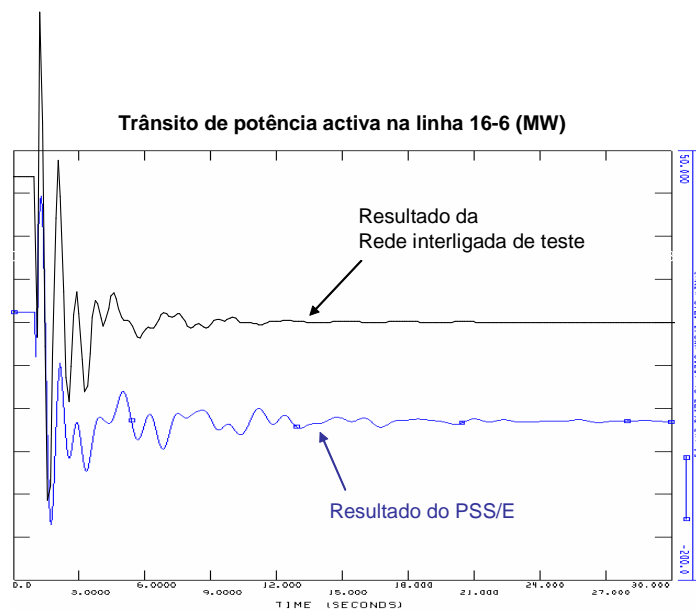


Figura 4.4 – Evolução temporal de P_{rf} para a linha 16-6 (resultados da rede de teste e do modelo do PSS/E)

4.3 ALGORITMO DE GERAÇÃO DE DADOS

O procedimento automático de geração de dados desenvolvido consistiu na aplicação sucessiva das 6 fases que se descrevem na Figura 4.5. Antes de detalhar cada uma destas fases, será necessário explicar que, de modo a obter uma caracterização abrangente em termos das condições de escalonamento e de despacho das máquinas convencionais da rede interligada de teste, foram definidos, à partida, diferentes cenários base de geração de dados. Estes cenários distinguem-se por se terem associado a parametrizações do processo de geração de dados que reflectem diferentes filosofias de escalonamento e de despacho. Os cenários base considerados foram os seguintes:

- Cenário de Inverno: Com este cenário base pretendeu obter-se um conjunto de cenários de operação pré-analisados com uma produção de hídrica superior à térmica. Este objectivo foi alcançado através da consideração, durante a definição da solução de escalonamento das máquinas convencionais (fase 3 do processo que se resume na Figura 4.5), da seguinte ordem de mérito de entrada em serviço entre tipo de máquinas: 1) Nucleares; 2) Hídricas; 3) Térmicas.

- Cenário de Verão: Com este cenário base pretendeu obter-se um conjunto de cenários de operação pré-analisados com uma produção de térmica superior à hídrica. Este objectivo foi alcançado através da consideração da seguinte ordem de mérito de entrada em serviço entre tipo de máquinas: 1) Nucleares; 2) Térmicas; 3) Hídricas. Relativamente às hídricas, considerou-se que estas deverão, sempre que possível, ter valores de carga próximos dos mínimos técnicos e que durante as horas de vazio só se poderão ligar hídricas de fio-de-água.
- Cenário com elevada reserva girante hídrica: Tal como o nome indica, com este cenário base pretendeu obter-se um conjunto de cenários de operação pré-analisados caracterizados por terem uma elevada reserva girante proveniente de centrais hídricas. Este objectivo baseou-se nos resultados apresentados em [13], onde se concluiu que em sistemas eléctricos interligados com elevada penetração de produção eólica, a operação de reservas secundárias “rápidas” (como é o caso da proveniente de centrais hídricas) poderá ser necessária para não comprometer a qualidade da acção de controlo dos sistemas de AGC. Considerando assim, este cenário base, condições de operação que melhoram a qualidade de acção dos sistemas de AGC, pode inferir-se que correspondam também a condições de operação que interferem no comportamento dinâmico em análise, i.e., na evolução temporal da intensidade da corrente nos ramos durante o regime quasi-estacionário de pós-perturbação. A parametrização deste cenário base consistiu na especificação da seguinte ordem de mérito de entrada em serviço entre tipo de máquinas: 1) Nucleares; 2) Hídricas; 3) Térmicas, e na consideração de que as hídricas que se encontram em serviço são exploradas com valores de carga próximos dos limites técnicos mínimos.

Tendo as filosofias de escalonamento e de despacho especificadas variado com o cenário de consumos considerado, para cada um dos 3 cenários base de geração de dados atrás descritos foi efectuada a distinção entre horas de vazio, de cheia e de ponta. Assim, foram criados $3 \times 3 = 9$ cenários base relativos às seguintes condições de operação:

- Despacho típico de Inverno para as horas de vazio, horas cheias e de Ponta;
- Despacho típico de Verão para as horas de vazio, horas cheias e de Ponta;
- Despacho com elevada reserva girante hídrica para as horas de vazio, horas cheias e de Ponta.

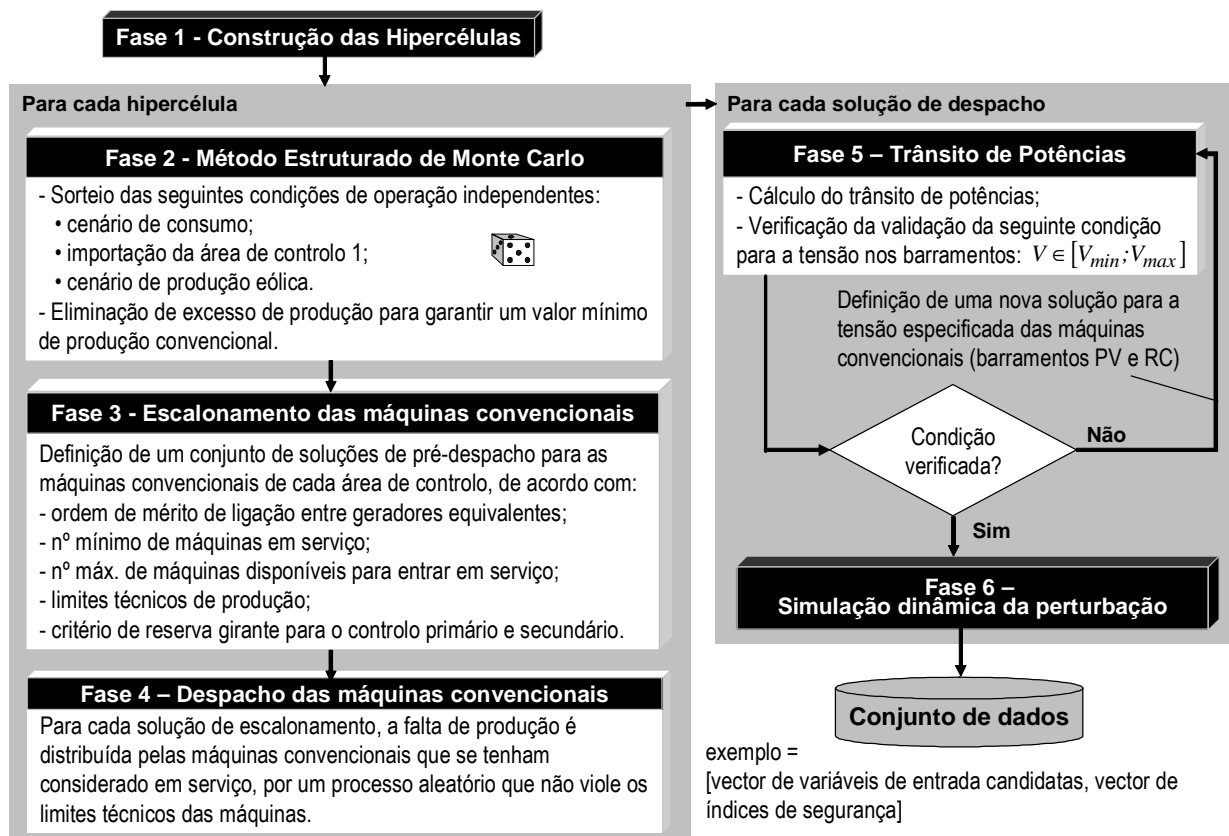


Figura 4.5 – Descrição funcional do procedimento automático de geração de dados implementado

Para cada um destes cenários base, foi aplicado o procedimento automático de geração de dados implementado e que se resume na Figura 4.5. Nas secções seguintes é feita uma descrição detalhada de cada uma das fases deste processo, sendo, por uma questão de clareza, a sua descrição acompanhada pela apresentação da parametrização que foi adoptada para a geração do conjunto de dados da rede interligada de teste.

4.3.1 Fase 1 – Construção das Hipercélulas

A primeira fase do processo de geração de dados consistiu na divisão do domínio de operação do conjunto de dados a gerar em hipercélulas. Este procedimento foi realizado de acordo com a gama e resolução definidas para cada uma das condições de operação independentes a sortear, as quais, tal como já se explicou no Capítulo 3, em termos gerais corresponderam às seguintes:

- cenário de consumo;
- valor da importação da área de controlo 1;

- cenário de produção eólica.

Para exemplificar o processo de construção de hipercélulas, considere-se que se pretende obter um conjunto de cenários pré-analisados, de um hipotético sistema eléctrico, que abranja o domínio de operação definido por N condições de operação independentes: x_i para $i = 1, \dots, N$. Ao se especificar, para cada uma destas condições de operação x_i , um valor mínimo, $\min(x_i)$, e máximo, $\max(x_i)$, a gama de operação da variável x_i fica definida por: $x_i \in [\min(x_i); \max(x_i)]$. A resolução dessa variável fica definida pela especificação do número de intervalos, $n(x_i)$, nos quais se pretende dividir a sua gama de operação. Efectivamente, ao se definir que a resolução da variável x_i é $n(x_i)$, a gama de operação dessa variável fica dividida em $n(x_i)$ intervalos com a dimensão $(\max(x_i) - \min(x_i)) / n(x_i)$. Fazendo este procedimento para todas as variáveis independentes x_i a sortear, o domínio de operação do conjunto de dados a gerar fica, a duas dimensões, definido por rectângulos, a três dimensões, por cubos irregulares, e a 4 ou mais dimensões, por hipercélulas. Para ilustrar este processo, na Figura 4.6 a seguir apresentada pode visualizar-se a construção das hipercélulas para um exemplo hipotético em que se considera que o domínio de operação do conjunto de dados a gerar é constituído por 3 condições de operação independentes x_1 , x_2 e x_3 , e na situação de se terem definido as seguintes resoluções: $n(x_1) = n(x_2) = 3$ e $n(x_3) = 2$.

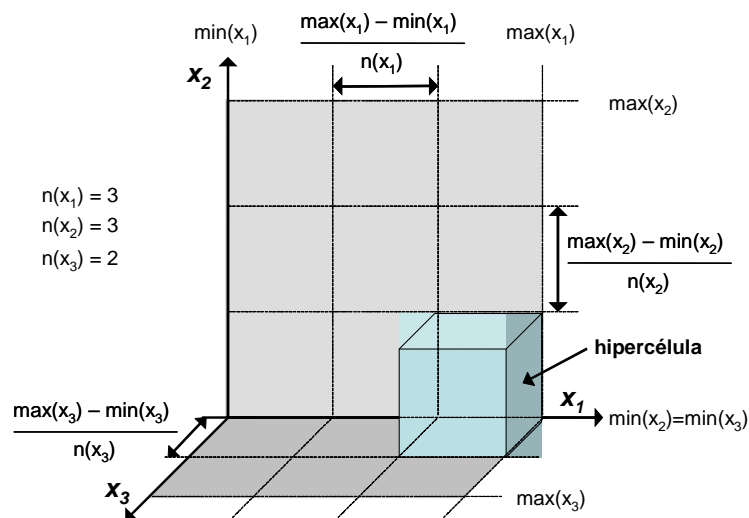


Figura 4.6 – Ilustração das hipercélulas para um hipotético domínio de operação a três dimensões

Cada ponto de operação a gerar será, na fase 2 do processo que se resume na Figura 4.5, sorteado dentro da gama de valores que se especificou para cada uma das hipercélulas construídas. Desta forma, o número total de pontos de operação a sortear fica definido pela resolução que se tenha especificado para cada uma das N variáveis independentes a sortear,

sendo este número dado por $\prod_{i=1}^N n(x_i)$.

De modo a evitar a geração de um número excessivo de pontos de operação, na especificação das variáveis independentes a sortear para caracterizar o problema de segurança em análise, consideraram-se as seguintes restrições de operação:

- uma distribuição típica do consumo total do sistema pelos diversos pontos de consumo da rede de transporte;
- um factor de potência típico para cada ponto de consumo;
- dependências entre o regime de carga de um gerador eólico equivalente j (rc_j) e o regime de carga dos restantes geradores eólicos equivalentes k (rc_k) que pertençam a uma mesma área geográfica, dependências estas que se traduzem por uma relação do tipo:

$$rc_k = m_{jk} \times rc_j + b_{jk} \quad (4.1)$$

onde

rc : regime de carga de um determinado gerador eólico equivalente, o qual é definido pela potência mecânica total desenvolvida pelo gerador eólico equivalente em questão a dividir pela potência instalada que se encontra em serviço nesse gerador;

m_{jk} e b_{jk} : valor dos parâmetros da melhor regressão linear obtida entre rc_j e rc_k .

Os valores de m_{jk} e b_{jk} poderão ser obtidos a partir do tratamento estatístico de um número adequado de séries temporais anuais relativas ao regime de carga que tenha sido possível obter no local de instalação de cada um dos geradores eólicos equivalentes. Desta forma, será possível realizar o sorteio do regime de carga de apenas um dos geradores eólicos equivalentes que pertençam a uma mesma área geográfica, que se designou *gerador eólico de referência* j , sendo o regime de carga dos restantes geradores eólicos equivalentes k , que pertençam à mesma área, calculado de acordo com a adopção de uma relação funcional do tipo

que se apresenta na equação (4.1). De modo a obter alguma diversidade entre o regime de carga dos geradores eólicos equivalentes pertencentes a uma mesma área geográfica, para cada sorteio efectuado do valor de rc_j , os valores dos parâmetros m_{jk} e b_{jk} poderão ser obtidos através de um sorteio aleatório efectuado dentro da gama de valores definida por *valor médio do parâmetro* $\pm 3 \times (\text{desvio padrão do parâmetro})$.

4.3.1.1 Parametrização adoptada para a rede interligada de teste

Para o caso da rede interligada de teste, a área de controlo 1 foi considerada como uma área geográfica onde a dependência entre geradores eólicos se pode caracterizar por um modelo semelhante ao que foi atrás descrito. De acordo com as restrições consideradas, as condições de operação independentes a sortear para a rede interligada de teste consistiram nas seguintes:

- consumo total de potência activa do sistema eléctrico (P_{load} em MW);
- importação da área de controlo 1 ($Im p$ em MW);
- regime de carga de um gerador eólico equivalente de referência para a área de controlo 1 (rc_1 em %) e do gerador eólico equivalente da área de controlo 2 (rc_2 em %).

Relativamente à gama e resolução do domínio de operação do conjunto de dados a gerar, para cada um dos 9 cenários base de geração de dados pré-definidos, considerou-se que:

- $Im p \in [0; 1700]$ MW, com uma resolução $n(Im p) = 8$;
- $rc_1 \in [10\%; 100\%]$, com uma resolução $n(rc_1) = 8$;
- $rc_2 \in [10\%; 100\%]$, com uma resolução $n(rc_2) = 1$.

Relativamente à gama e resolução do consumo total do sistema (P_{load}), especificou-se que:

- Nos cenários de vazio: $P_{load} \in [22; 29]$ GW, com $n(P_{load}) = 7$;
- Nos cenários de horas cheias: $P_{load} \in [28; 37]$ GW, com $n(P_{load}) = 7$;
- Nos cenários de ponta: $P_{load} \in [36; 46]$ GW, com $n(P_{load}) = 7$.

Tendo-se considerado que o consumo total da área de controlo 1 ($P_{load,ac1}$) corresponde a 22.5% do consumo total do sistema (P_{load}), os limites de operação atrás definidos para P_{load} resultaram nas seguintes gamas de operação para $P_{load,ac1}$:

- Nos cenários de vazio: $P_{load,ac1} \in [4.95; 6.53]$ GW;
- Nos cenários de horas cheias: $P_{load,ac1} \in [6.3; 8.33]$ GW;

- Nos cenários de ponta: $P_{load,ac1} \in [8.1; 10.35]$ GW.

De acordo com estas resoluções especificadas, para cada um dos cenários base de geração de dados foram construídas $n(P_{load}) \times n(Im p) \times n(rc_1) \times n(rc_2) = 448$ hipercélulas, o que correspondeu ao sorteio de 448 pontos de operação por cenário base e a um total de $448 \times 9 = 4032$ pontos de operação sorteados.

4.3.2 Fase 2 – Método Estruturado de Monte Carlo

Tal como já se explicou, para cada hipercélula que tenha sido construída durante a fase 1 do processo automático de geração de dados, na fase 2 deste processo é gerado um ponto de operação. Este ficará caracterizado pelo valor sorteado, dentro da gama de operação definida pela hipercélula, para cada uma das condições de operação independente pré-especificadas (que, para a rede interligada em estudo, corresponderam a P_{load} , $Im p$, rc_{ac1} e rc_{ac2}).

Aqui será necessário realizar a distinção, tal como se descreve em [63], entre um método de sorteio *estruturado* e um método de sorteio estruturado de Monte Carlo. Seguindo a primeira abordagem (i.e., um método de sorteio *estruturado*), o sorteio de cada ponto de operação consistirá na simples escolha do centro da hipercélula a que esse ponto se refere. Seguindo a abordagem que foi adoptada neste trabalho e que se denomina *método de sorteio estruturado de Monte Carlo*, o sorteio de cada ponto de operação é efectuado de forma aleatória dentro da gama de operação definida pela hipercélula. Desta forma, será possível obter uma maior resolução para os valores sorteados de cada variável independente, uma vez que este método permite aumentar o número de valores distintos que são sorteados para cada uma dessas variáveis. Na Figura 4.7 este fenómeno ilustra-se para um hipotético domínio de operação a duas dimensões. Tal como se pode visualizar nesta figura, tendo o problema sob análise 9 pontos de operação a sortear:

- por aplicação do método de sorteio *estruturado*, serão apenas obtidos 3 valores distintos para cada uma das duas variáveis independentes;
- por aplicação do método de sorteio *estruturado de Monte Carlo*, será possível obter 9 valores distintos para cada uma dessas mesmas variáveis.

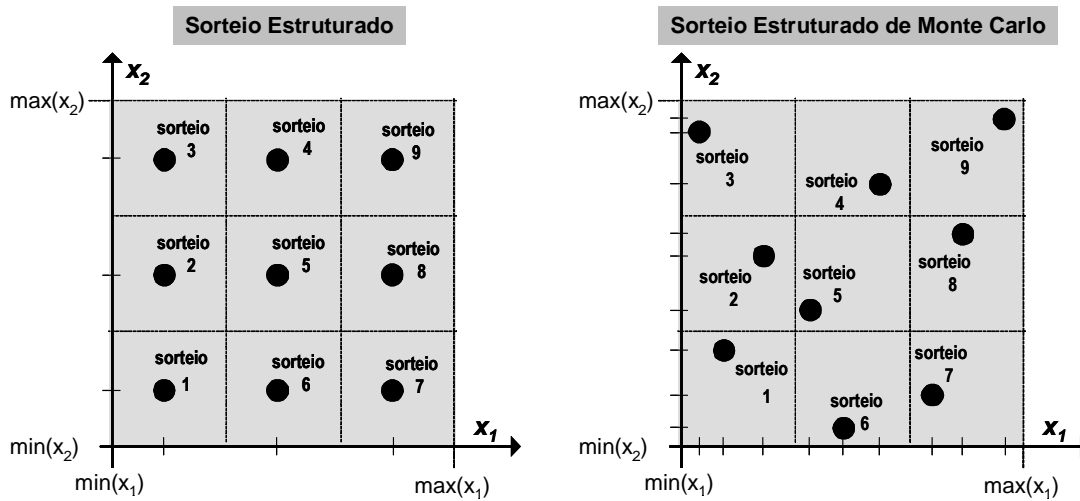


Figura 4.7 – Ilustração do método de sorteio estruturado e estruturado de Monte Carlo (para um domínio de operação a 2 dimensões)

4.3.2.1 Parametrização adoptada para a rede interligada de teste

De acordo com as restrições de operação consideradas e que se descreveram na secção 4.3.1 anterior, após o sorteio de um valor para o consumo total de potência activa do sistema eléctrico (P_{load}), os consumos de potência activa e reactiva de cada barramento de consumo i do sistema interligado de teste ficam definidos por:

$$\begin{cases} P_{load,i} = \frac{vp_i}{100} \times P_{load} \\ Q_{load,i} = \tan(a \cos(\cos \varphi_i)) \times P_{load} \end{cases} \quad (4.2)$$

onde

- $P_{load,i}$: consumo de potência activa do barramento i (MW);
- $Q_{load,i}$: consumo de potência reactiva do barramento i (Mvar);
- vp_i : valor percentual da carga total do sistema que é consumida no barramento i (%);
- $\cos \varphi_i$: factor de potência definido para o consumo do barramento i .

Relativamente à definição do cenário de produção eólica, após o sorteio de um valor para o regime de carga do gerador eólico de referência de cada área geográfica j considerada (rc_j em %, para $j = 1$ e 2), o valor da potência mecânica desenvolvida por cada gerador eólico equivalente k que pertence a essa área geográfica ficou definido por:

$$Pw_k = \underbrace{(m_{jk} \times rc_j + b_{jk})}_{rc_k} \times \frac{1}{100} \times Nw_k \times Pn_k \times RN_j \quad (MW) \quad (4.3)$$

onde

Pn_k : potência nominal especificada para cada máquina do gerador eólico equivalente k (MW);

Nw_k : número de máquinas que se considerou em serviço no gerador eólico equivalente k , sendo este um valor inteiro que foi, para cada hipercélula, sorteado de forma aleatória e dentro de uma gama de valores pré-definida (a qual se considerou, para o conjunto de dados gerado, pertencer entre 80% a 100% do número total de máquinas instaladas no gerador eólico equivalente);

m_{jk} e b_{jk} : parâmetros da melhor regressão linear obtida entre rc_j e rc_k . Para cada hipercélula, estes valores foram sorteados de forma aleatória e dentro de uma gama de valores definida por *valor médio do parâmetro* $\pm 3 \times (\text{desvio padrão do parâmetro})$ (com exceção do caso em que se pretendeu obter a potência mecânica desenvolvida pelo gerador eólico de referência j , situação esta em que se especificou $m_{jj} = 1$ e $b_{jj} = 0$).

RN_j : número binário, cujo valor foi, em cada hipercélula, sorteado com uma probabilidade 0.8 de ser 1. Nas situações em que o sorteio resultou em $RN_j = 1$, considerou-se que a área geográfica j dispunha de produção eólica, pelo que se procedeu ao processo de sorteio atrás descrito para obter valores de Pw_k e Nw_k (potência mecânica desenvolvida e número de máquinas em serviço) para cada gerador eólico equivalente k que pertence a essa área geográfica. Nas situações em que ocorreu $RN_j = 0$, considerou-se que a área geográfica j não dispunha de produção eólica, pelo que se definiu que todos os geradores eólicos k pertencentes a essa área geográfica se encontravam fora de serviço (i.e., que $Pw_k = Nw_k = 0$).

Para garantir que os valores sorteados para m_{jk} e b_{jk} não provocavam regimes de carga que ultrapassassem os limites técnicos credíveis dos geradores eólicos, para cada gerador eólico equivalente k que tenha sido considerado em serviço (i.e., com $Nw_k > 0$), o seu valor de Pw_k foi ainda sujeito à seguinte restrição:

$$Pw_k \in \left[\frac{rc_{min,k}}{100} \times Nw_k \times Pn_k; \frac{rc_{max,k}}{100} \times Nw_k \times Pn_k \right] \quad (MW) \quad (4.4)$$

onde

$rc_{min,k}$ e $rc_{max,k}$: valores mínimo e máximo permitidos para o regime de carga do gerador eólico equivalente k (para o conjunto de dados gerado, considerou-se um valor mínimo de 10% e máximo de 90%).

De modo a evitar a obtenção de um valor excessivo de produção eólica, após o sorteio de cada cenário de operação que caracteriza as condições do sistema interligado em termos de consumo/importação/produção eólica, foi considerado um procedimento simples que permite retirar, do cenário gerado, a produção eólica que exista em excesso até que se garantam as seguintes restrições:

$$P_{w_{ac1}} + Im p + P_{ac1}^{min} \leq P_{load,ac1} \text{ (MW)}, \text{ para a área de controlo 1} \quad (4.5)$$

$$P_{w_{ac2}} + P_{ac2}^{min} \leq P_{load,ac2} + Im p \text{ (MW)}, \text{ para a área de controlo 2} \quad (4.6)$$

onde

$P_{w_{aci}}$: potência mecânica total desenvolvida pelos aproveitamentos eólicos de cada área de controlo i (para $i = 1$ e 2);

$P_{load,aci}$: potência activa total consumida na área de controlo i (para $i = 1$ e 2);

P_{aci}^{min} : valor mínimo pré-especificado para a produção convencional total da área de controlo i (para $i = 1$ e 2).

4.3.3 Fase 3 – Escalonamento das Máquinas Convencionais

Para cada ponto de operação resultante da fase 2 atrás descrita, o algoritmo de geração de dados implementado permite identificar, para cada área de controlo, diversas soluções de pré-despacho para as máquinas convencionais, de acordo com um conjunto de restrições que tenham sido devidamente pré-especificadas. Para obter cada solução de pré-despacho, em cada área de controlo as máquinas convencionais são ligadas de forma sequencial até que o consumo total dessa área esteja totalmente satisfeito e obedeça às seguintes restrições:

- ordem de mérito de entrada em serviço entre as máquinas convencionais instaladas na área de controlo;
- conjunto mínimo de máquinas convencionais definidas como obrigatoriamente em serviço (sendo o limite técnico mínimo de produção destas máquinas que define o valor das grandezas P_{aci}^{min} já atrás apresentadas);

- número máximo de máquinas que se especificaram como disponíveis para entrar em serviço em cada gerador convencional equivalente;
- limites técnicos, mínimo e máximo, da produção de potência activa de cada máquina convencional;
- critério de reserva girante primária (RP) que respeite a regra de segurança $n-1$, o qual especifica que a reserva girante primária de cada área de controlo i (RP_i) deverá verificar a condição:

$$RP_i > \text{capacidade da maior unidade de produção convencional que se encontre em serviço na área de controlo } i \text{ (MW)} \quad (4.7)$$

- critério de reserva secundária (RS) que tem como base as recomendações da UCTE, que especificam que a reserva girante secundária de cada área de controlo i (RS_i) deverá verificar a condição:

$$RS_i > \sqrt{a_i \times L_{max_i} + b_i^2} - b_i \text{ (MW)} \quad (4.8)$$

onde

L_{max_i} : valor máximo previsto para o valor total de potência activa consumida na área de controlo i , para cada período de tempo em análise (MW);
 $a_i = 10$ (valor empírico definido para o sistema eléctrico da UCTE);
 $b_i = 150$ (valor empírico definido para o sistema eléctrico da UCTE).

De modo a obter alguma diversidade entre soluções de pré-despacho geradas, previamente à definição de cada solução de escalonamento das máquinas convencionais, foi efectuado o sorteio de um conjunto pré-especificado dessas máquinas estarem ou não disponíveis para entrar em serviço (com probabilidade de 0.5 para cada estado). Após a obtenção de uma solução de pré-despacho, o algoritmo passa para a obtenção de uma nova solução de pré-despacho através da repetição do processo atrás descrito até que tenha sido atingido um número máximo pré-especificado de soluções de pré-despacho. Para a rede interligada de teste considerou-se a geração de uma solução de pré-despacho por hipercélula.

4.3.4 Fase 4 - Despacho das Máquinas Convencionais

Para cada cenário de pré-despacho definido pela fase 3 do processo automático de geração de dados, o algoritmo implementado encontra um cenário de despacho para as máquinas convencionais que se tenham considerado em serviço, através de um procedimento de

atribuição aleatória de potência activa por essas máquinas e que obedeça às seguintes restrições:

- equação de equilíbrio entre as potências activas geradas e consumidas em cada área de controlo;
- limites técnicos, mínimo e máximo, da produção de potência activa de cada máquina convencional.

4.3.5 Fase 5 - Trânsito de Potências

Para cada solução de despacho criada, o algoritmo implementado efectua o cálculo de trânsito de potências de modo a identificar todas as condições de operação do sistema eléctrico em análise, para o regime estacionário de pré-perturbação. Previamente a este cálculo, é efectuado um procedimento de preparação dos dados necessários para a realização do cálculo de trânsito de potências e de simulação dinâmica, do cenário de operação criado, recorrendo à ferramenta analítica convencional de simulação utilizada. Neste processo, consideraram-se as seguintes regras para classificar os barramentos:

- Por omissão, todos os barramentos são do tipo PQ;
- Se o barramento dispuser de alguma unidade de produção convencional que se considere em serviço, então este barramento passa a ser do tipo PV, com excepção do barramento ao qual liga o gerador convencional equivalente que disponha de maior reserva girante, ficando este definido como o barramento de compensação e referência (CR). Para cada um destes barramentos é especificado um valor de tensão.
- Se o barramento dispuser de alguma unidade de geração eólica que se considere em serviço, então este barramento passa a ser do tipo RX.

4.3.5.1 Parametrização adoptada para a rede interligada de teste

Relativamente aos sistemas de compensação de factor de potência dos geradores eólicos equivalentes que se consideraram em serviço na rede interligada de teste, estabeleceu-se que, durante os períodos fora de vazio, cada gerador eólico dispunha de um sistema de baterias de condensadores com 4 escalões, sendo a ligação de cada escalão função da carga do gerador. Para todos os geradores eólicos, com excepção dos que se consideraram instalados em W7, o valor de potência nominal de cada escalão foi definido de modo a que o fornecimento de energia activa fosse acompanhado de uma quantidade de energia reactiva correspondente, no mínimo, a 20% da energia activa fornecida ($\tan \varphi \geq 0.2$ capacitiva). Como excepção, para os geradores de W7 este dimensionamento foi efectuado para obter $\tan \varphi \geq 0.1$ capacitiva (por

questões relacionadas com a qualidade do valor da tensão nos barramentos, em regime permanente).

De modo a evitar a geração de cenários com valores de tensão que excedessem os limites definidos como aceitáveis, antes de passar à simulação dinâmica da perturbação em análise, o algoritmo implementado verificou se o valor de tensão em cada barramento não violava esses limites. Para a geração de dados efectuada, como gama de valores aceitáveis para a tensão de cada barramento de MAT da rede de transmissão (V) considerou-se: $V \in [0.93; 1.1]$ p.u.. Para todas as situações em foi detectada alguma violação destes limites, o algoritmo repetiu o cálculo de trânsito de potências com a consideração de uma nova solução para as tensões especificadas nos barramentos do tipo PV e CR.

4.3.6 Fase 6 - Simulação Dinâmica da Perturbação

Após a obtenção de uma solução de trânsito de potências que não viole os limites definidos como aceitáveis para o valor das tensões em regime permanente, o algoritmo implementado avalia, para esta solução, o comportamento dinâmico do sistema eléctrico atendendo a uma perturbação pré-especificada. Após cada simulação dinâmica, o algoritmo guarda um novo exemplo no conjunto de dados, composto por um vector de variáveis de entrada candidatas a considerar para o treino das estruturas de segurança (as quais correspondem a condições de operação de pré-perturbação), e um vector de índices de segurança (obtidos dos resultados de simulação dinâmica).

Por último, note-se que não é possível garantir que o cenário de operação sorteado em cada hipercélula resulte numa solução de pré-despacho ou de despacho viável, não sendo também possível garantir que cada solução de despacho gerada não provoque problemas de perda de convergência durante o cálculo de trânsito de potências ou de simulação dinâmica. Atendendo a estes aspectos, no algoritmo implementado considerou-se que se o resultado de alguma fase do processo automático que se apresenta na Figura 4.5 resultar em um sinal de erro, o algoritmo passa directamente para a análise da próxima hipercélula, ignorando qualquer resultado obtido para a hipercélula que provocou esse sinal.

4.3.6.1 Parametrização adoptada para a rede interligada de teste

Para a rede interligada de teste, foi efectuada a geração de dados para caracterizar a segurança de operação da área de controlo 1 atendendo a uma perturbação que consistiu na ocorrência de um curto-circuito trifásico simétrico franco na extremidade mais próxima do barramento 15 de uma das duas linhas que se consideraram estar em paralelo a ligar os barramentos 15 e 16 (ver Figura 4.1), tendo este defeito sido eliminado, após 300 ms, pela saída de serviço da linha com defeito. Na simulação desta perturbação, considerou-se que as protecções de mínimo de tensão, de cada um dos geradores eólicos equivalentes, actuam de forma instantânea sempre que a tensão no barramento de interligação do gerador à rede atingir um valor inferior a 0.9 p.u.

Relativamente aos índices de segurança a guardar por cenário de operação gerado, tal como já se justificou devidamente no Capítulo 3, considerou-se o valor que a intensidade de corrente em cada ramo de transmissão k da área de controlo 1 atinge dois minutos (120 segundos) após a ocorrência da perturbação: $I(120s)_k$.

Como variáveis de entrada candidatas a considerar para o treino das estruturas de segurança, de modo a evitar a ocorrência de falta de informação no conjunto de dados gerado, nesta fase do trabalho optou-se por guardar todas as condições de operação que permitam repetir o cálculo de trânsito de potências ou a simulação dinâmica para cada exemplo contido no conjunto de dados gerado. Desta forma, foram guardadas as seguintes condições de operação relativas ao regime estacionário de pré-perturbação:

- $P_{load,ac1}$ (MW): consumo total da área de controlo 1;
 - N_{c_i} : nº de máquinas em operação em cada gerador convencional equivalente i ;
 - P_{c_i} (MW): produção de potência activa em cada gerador convencional equivalente i ;
 - V_{c_i} (p.u.): valor de tensão especificado aos terminais de cada gerador convencional equivalente i ;
 - N_{w_j} : nº de máquinas em operação em cada gerador eólico equivalente j ;
 - P_{w_j} (MW): potência mecânica desenvolvida por cada gerador eólico equivalente j .
- o que fez um total de $1 + 3 \times 17 + 2 \times 11 = 74$ variáveis.

4.4 RESULTADOS OBTIDOS PARA A REDE INTERLIGADA DE TESTE

Tal como já se referiu, para a rede interligada de teste, o processo automático de geração de dados que se resume na Figura 4.5 foi repetido para 9 cenários base, nos quais se reflectiram diferentes filosofias de escalonamento e de despacho. De acordo com as resoluções especificadas para as variáveis independentes deste processo (e que já se apresentaram na secção 4.3.1.1), definiu-se à partida a geração de 4032 cenários de operação. Após a análise dos resultados obtidos, considerou-se necessário efectuar a geração de 720 cenários de operação adicionais, com ajustes especiais dos parâmetros de geração de modo a obter uma elevada produção de potência eólica na área de controlo 1. No total especificou-se a geração de $4032 + 720 = 4752$ cenários de operação, tendo resultado na criação de um conjunto de dados com 4596 cenários, o que correspondeu à rejeição, por parte do algoritmo automático de geração implementado, de apenas 3% do número total de cenários especificados. Todos os 4596 cenários gerados passaram por um processo de validação, de modo a garantir que em nenhum destes cenários ocorressem condições de operação, durante o regime permanente de pré-perturbação, que violassem alguma das seguintes restrições:

- nenhuma das máquinas convencionais se encontra em sobrecarga;
- em nenhum ramo, o trânsito de potências que nele transita viola a sua capacidade de transmissão em regime permanente;
- a tensão em todos os barramentos de MAT encontra-se dentro da gama de valores definida por $[0.93; 1.1]$ p.u.

Para avaliar a segurança de operação da área de controlo 1 atendendo a sobrecargas temporárias nos ramos de transmissão, no presente trabalho considerou-se o seguinte critério de segurança:

Se, para algum ramo de transmissão k da área de controlo 1, o valor de $I(120s)_k$ ultrapassar uma carga de 120 % em relação ao valor máximo admissível em regime permanente I_{z_k} (ou seja, se $I(120s)_k > 1.2 \times I_{z_k}$), então o cenário considera-se inseguro. Nos restantes casos, o cenário considera-se seguro.

O valor máximo admissível em regime permanente para a corrente que atravessa cada linha de transmissão k , I_{z_k} , depende da temperatura ambiente pelo que, para este parâmetro, se considerou um valor máximo para os cenários gerados de Inverno e um valor mínimo para os cenários gerados de Verão. De acordo com o critério de segurança atrás descrito, 7 linhas de transmissão foram identificadas como sendo críticas, por a perturbação em análise provocar, para alguns dos cenários gerados, condições de operação nessas linhas que violam o critério de segurança adoptado. Na Figura 4.8 pode observar-se o número de cenários de operação para os quais se detectou a ocorrência de condições de operação seguras e inseguras, para cada uma das 7 linhas que se identificaram como sendo críticas. No total, foram classificados como inseguros 983 (i.e., cerca de 21%) dos cenários de operação gerados. Tal como seria de esperar, a linha que liga o barramento 15 ao barramento 16, que se considerou permanecer em serviço após a eliminação do defeito, foi o ramo que determinou a ocorrência de um maior número de cenários de operação inseguros. As restantes linhas que se identificaram como sendo críticas corresponderam, com excepção da linha 20-21, a ramos electricamente próximos da linha onde se simulou o defeito.

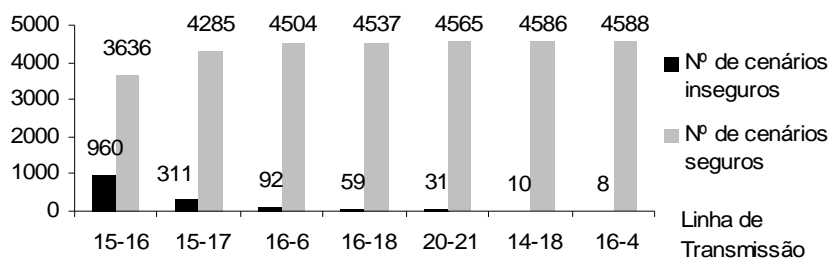
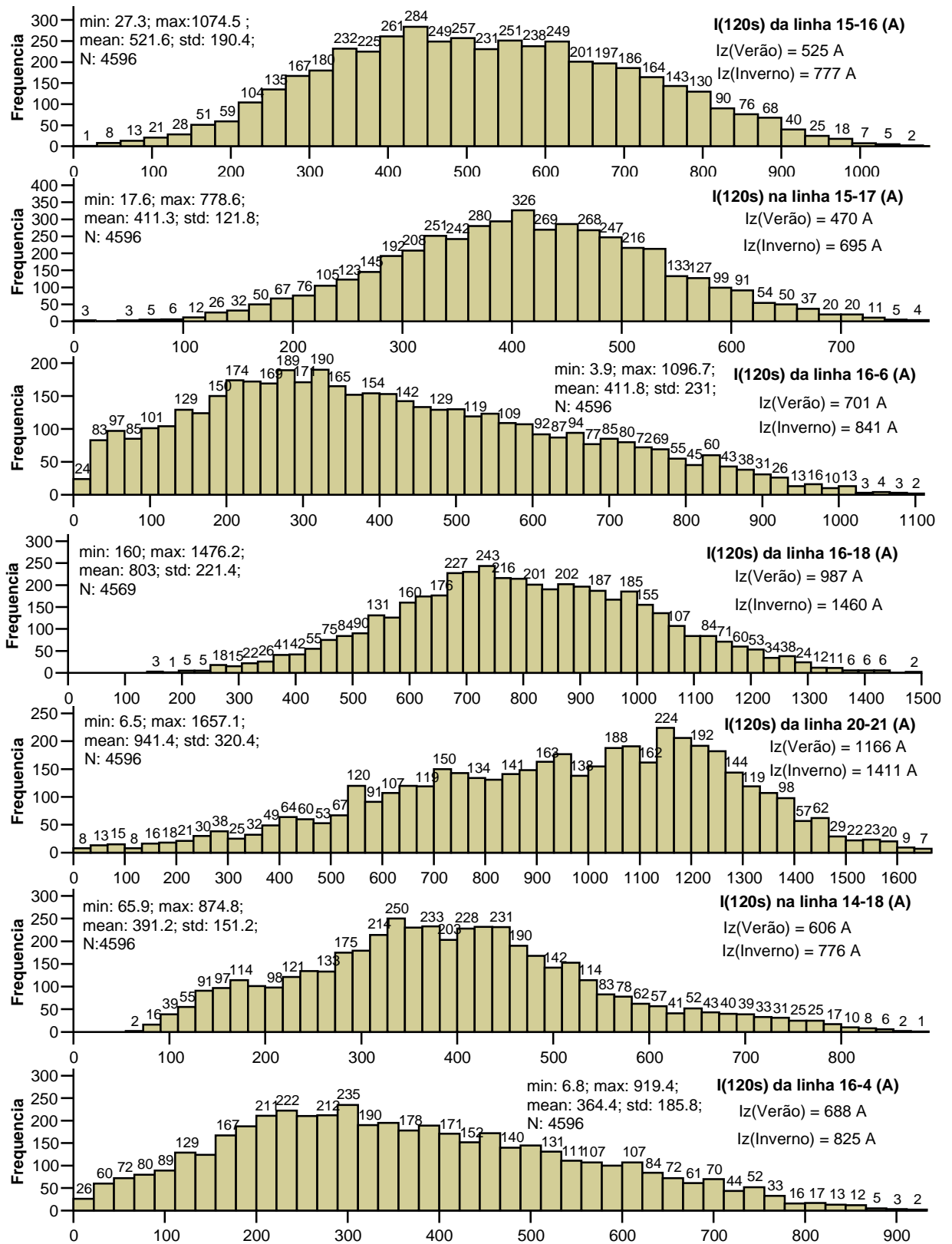


Figura 4.8 – Número de cenários de operação seguros/inseguros gerados por linha de transmissão crítica

Na Figura 4.9 apresentam-se os histogramas relativos aos valores obtidos do índice de segurança $I(120s)_k$ para cada uma das 7 linhas de transmissão que se identificaram como sendo críticas para a perturbação em análise. Através da observação da forma destes histogramas, pode concluir-se que, com o conjunto de dados gerado foi possível obter, tal como era desejado, uma boa distribuição para o valor de $I(120s)_k$ de cada uma destas linhas de transmissão, sendo por isso este um resultado que permite validar a qualidade do processo de geração de dados que se implementou no âmbito do presente trabalho.



Legenda – min: valor mínimo; max: valor máximo; mean: valor médio; std: desvio padrão; N: nº de exemplos

Figura 4.9 – Histograma dos valores obtidos para o I(120s) de cada linha de transmissão crítica

4.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo descreveu-se o procedimento que foi adoptado para criar uma rede interligada de teste com duas áreas de controlo, bem como a metodologia que se desenvolveu para gerar um conjunto de dados para este sistema eléctrico, de modo a caracterizar a sua segurança de operação em termos de sobrecargas nos ramos de transmissão durante o regime quasi-estacionário de pós-perturbação (que envolve a operação dos sistemas de AGC), na sequência da ocorrência de uma perturbação pré-especificada. Com este conjunto de dados, foi possível treinar as estruturas de segurança de aprendizagem automática (AA) cuja avaliação de desempenho, em termos de capacidade de previsão, será efectuada no Capítulo 5.

Tendo o processo de geração de dados necessitado, por cada cenário de operação a gerar, da realização de uma simulação dinâmica com recurso a ferramentas analíticas convencionais, de entre todas as tarefas abrangidas por esta investigação, este processo foi o que envolveu um maior tempo de execução. Efectivamente, consistindo o conjunto de dados gerado em 4596 exemplos, e tendo a geração de cada um destes exemplos demorado cerca de 1 minuto e meio (num PC com as seguintes características: Sistema operativo Windows XP, 512 MB de RAM, Pentium IV, 1.7 GHz), no total foram precisos cerca de 5 dias só para gerar todo o conjunto de dados a partir do algoritmo automático de geração de dados descrito.

Saliente-se que, após a geração de dados, a execução de uma análise de resultados, para validação das condições de operação contidas no conjunto de dados gerado, é essencial para que se consiga obter um bom desempenho aquando da aplicação das estruturas de segurança de AA em tempo real. Resumidamente, o conjunto de dados gerado deverá obedecer aos seguintes requisitos:

- abranger toda a gama de valores das condições de operação que tenham uma influência relevante no tipo de comportamento dinâmico em análise e com uma resolução apropriada;
- reflectir correctamente o comportamento do sistema eléctrico em análise, o que implica que o modelo analítico adoptado seja capaz de simular este comportamento de uma forma adequada.

Capítulo 5:

AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA DA REDE DE TESTE A PARTIR DE MÉTODOS DE AA

5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo apresentam-se os resultados que foram obtidos, no presente trabalho, relativamente à qualidade das estruturas de avaliação de segurança obtidas via aprendizagem automática (AA) e que foram treinadas para avaliar de forma rápida a robustez de exploração em termos de segurança dinâmica. O problema de segurança dinâmica em análise foi já devidamente caracterizado no Capítulo 4 anterior, tendo resultado da especificação dos seguintes aspectos:

- rede interligada de teste em estudo (ver secção 4.2);
- perturbação para a qual foi efectuada a geração de um conjunto de dados (ver secção 4.3.6.1);
- estrutura definida para cada cenário do conjunto de dados gerado, ou seja, constituição do vector de variáveis candidatas a entradas das estruturas de segurança e especificação dos índices de segurança a estimar (ver secção 4.3.6.1).

Pelas razões que se explicaram devidamente na secção 3.4 (Capítulo 3), para a avaliação deste problema de segurança, optou-se por treinar o seguinte tipo de estruturas de AA:

- Redes Neurais Artificiais (ANN);
- Modelos de Regressão Linear (LRM);
- Estrutura híbrida que resulta da utilização de um LRM em cada folha de uma árvore de regressão. Este tipo de estrutura irá ser designado, no presente capítulo, árvore de regressão linear ou LRT.

Estas técnicas foram já devidamente descritas na secção 3.4 do Capítulo 3, tendo-se nessa descrição incluído a apresentação de todas as opções que foram adoptadas, no presente trabalho, para efectuar o treino deste tipo de estruturas de avaliação de segurança.

Tal como já se referiu em capítulos anteriores, um dos objectivos de se ter procedido ao treino destas estruturas de segurança foi o de realizar uma avaliação de desempenho da capacidade deste tipo de técnicas de AA na monitorização precisa do problema de segurança dinâmico em análise – *avaliação da ocorrência de sobrecargas em regime quasi-estacionário nos ramos de transmissão de uma determinada área de controlo de um sistema interligado, na sequência da ocorrência de uma perturbação que resulte numa súbita perda de produção eólica na área de controlo em análise*. Esta avaliação foi efectuada por aplicação a um problema de segurança concreto da rede interligada que se criou para teste, através da avaliação do desempenho de cada um dos tipos de estrutura de AA no fornecimento de estimativas precisas sobre o valor do índice de segurança $I(120s)_k$ (valor que a intensidade de corrente no ramo de transmissão k atinge dois minutos após a ocorrência da perturbação), para cada um dos 7 ramos de transmissão que se identificaram como sendo críticos para a perturbação em análise. Estes ramos foram já apresentados na Figura 4.8 (Capítulo 4), consistindo nas seguintes linhas da rede de transporte da área de controlo 1: linha 15-16, 15-17, 16-6, 16-18, 20-21, 14-18 e 16-4.

Relativamente ao vector de variáveis de entrada candidatas, tal como se explica na secção 4.3.6.1 (Capítulo 4), partiu-se de um conjunto de condições de operação que caracterizam o regime estacionário de pré-perturbação da rede interligada de teste e que permitem repetir o cálculo de trânsito de potências ou a simulação dinâmica para qualquer exemplo contido no conjunto de dados gerado. Este conjunto é formado por 74 características, contendo a seguinte informação:

- $P_{load,ac1}$ (MW): consumo total da área de controlo 1;
- N_{c_i} : nº de máquinas em operação em cada gerador convencional equivalente i ;
- P_{c_i} (MW): produção de potência activa em cada gerador convencional equivalente i ;
- V_{c_i} (p.u.): valor de tensão especificado aos terminais de cada gerador convencional equivalente i ;
- N_{w_j} : nº de máquinas em operação em cada gerador eólico equivalente j ;
- P_{w_j} (MW): potência mecânica desenvolvida por cada gerador eólico equivalente j .

Tal como já se referiu no Capítulo 3, a função pretendida de monitorização de segurança implica que o vector de variáveis de entrada candidatas para treino das estruturas de segurança seja apenas constituído por medidas que se disponibilizem pelo sistema de SCADA da área de

controlo em análise. Atendendo a este requisito, excluíram-se, do vector de variáveis de entrada, as condições de operação que caracterizam a situação de despacho da área de controlo vizinha, ou seja as variáveis Nc_i , Pc_i e Vc_i para os 3 geradores convencionais equivalentes da área de controlo 2 e as variáveis Nw_j e Pw_j para o gerador eólico equivalente da mesma área de controlo. Desta forma, o vector de variáveis de entrada candidatas ficou reduzido a uma dimensão de $74 - (3 \times 3 + 2) = 63$ características. Estas 63 características foram seleccionadas de uma forma empírica, partindo do pressuposto de que a carga dos ramos durante o regime quasi-estacionário de pós-perturbação depende fortemente, não só do trânsito de potências que ocorre durante o regime estacionário de pré-perturbação (o qual depende do cenário de consumos e da solução de despacho da área de controlo em análise), mas também da localização das reservas girantes disponíveis da área de controlo em análise (daí a necessidade de considerar as variáveis Nc_i). Esta selecção foi também efectuada de modo a obedecer a um conjunto de requisitos que já se explicaram devidamente no Capítulo 3 (secção 3.5.1.3) e que correspondem aos seguintes:

- O vector de variáveis de entrada candidatas deve conter apenas condições de operação que se alterem entre cenários do conjunto de dados gerado e não deve incluir características que estejam entre elas fortemente relacionadas.
- Tendo as estruturas de segurança sido treinadas também com o propósito de implementar um algoritmo para a fornecimento de medidas de controlo preventivo em ambiente de tempo real (o qual se descreve no Capítulo 6 seguinte), o vector de variáveis de entrada candidatas deverá conter as condições de operação que correspondam às variáveis de controlo desse algoritmo. Tendo-se considerado medidas de controlo que se baseiam em alterações ao nível da solução de despacho e, se necessário, do escalonamento de grupos, como potenciais variáveis de controlo foram consideradas as seguintes condições de operação da área de controlo 1:
 - Nc_i e Pc_i (para cada gerador convencional equivalente i);
 - Nw_j e Pw_j (para cada gerador eólico equivalente j);
 - $Im p$: potência activa que é importada pela área de controlo 1 (valor que resulta do equilíbrio entre as potências activas produzidas e consumidas na área de controlo 1, desprezando as perdas de Joule da rede de transporte, pelo que o seu valor resulta da

resolução de uma simples equação algébrica que é função do vector de variáveis de entrada candidatas).

- Atendendo ao mesmo propósito de fornecer medidas de controlo preventivo em ambiente de tempo real, foi à partida eliminada a hipótese de se considerarem condições de operação que se alterem com a adopção das medidas de controlo sugeridas e que, ao mesmo tempo, o conhecimento do seu valor exija a realização de algum cálculo de elevado esforço computacional. Por esta razão eliminou-se a hipótese de considerar, como variável de entrada, qualquer condição de operação que corresponda a um resultado da resolução de um problema de trânsito de potências. Como exemplo de variáveis deste tipo que, hipoteticamente, poderiam contribuir para aumentar a precisão das estruturas de segurança treinadas podem-se referir as seguintes:
 - valor da importação que contempla as perdas de Joule da rede de transporte;
 - corrente que percorre cada ramo de transmissão da área de controlo 1 durante as condições de operação de pré-perturbação.

Relativamente ao processo de avaliação de desempenho, tal como se justifica nas secções 3.2.3 e 3.5.4 (Capítulo 3), foi utilizada a técnica de *Holdout*. Através da adopção da regra empírica que se apresenta na equação (3.9), dos 4596 cenários de operação que foram gerados para a rede interligada de teste (processo descrito no Capítulo 4), 1000 destes cenários foram aleatoriamente seleccionados para formar o conjunto de teste (i.e., o *Holdout*), tendo os restantes 3596 cenários sido utilizados para o processo de treino. No caso particular de treino das ANN, de entre os 3596 cenários de treino, 1000 foram aleatoriamente seleccionados para o conjunto de validação, tendo os restantes 2596 cenários sido usados para formar o conjunto de treino. Através da adopção deste processo, resultou a repartição do conjunto de dados que se resume na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Repartição do conjunto de dados da rede de teste, por tipo de estrutura de AA treinada

Tipo de Estrutura	ANN	LRM	LRT
Conjunto de treino	2596	3596	3596
Conjunto de validação	1000	---	---
Conjunto de teste	1000	1000	1000

Nas próximas 3 secções são apresentados os resultados que foram obtidos do treino de cada tipo de estrutura de AA, sendo a secção 5.2 referente ao treino das ANN, a secção 5.3 referente ao treino dos LRM e a secção 5.4 referente ao treino das LRT. Na secção 5.5 é feita uma comparação de desempenho entre a precisão fornecida por estes três tipos de estruturas de AA.

5.2 TREINO DAS REDES NEURONAIIS ARTIFICIAIS (ANN)

Pelas razões que já se explicaram devidamente no Capítulo 3 (secção 3.4.1), a procura de uma ANN com o melhor desempenho possível em termos de precisão, aquando da sua utilização para prever o nível de segurança do sistema, requereu a repetição de diversos treinos, de modo a se testarem diferentes alternativas para a sua estrutura.

Relativamente à escolha do vector de variáveis de saída a considerar para este tipo de estrutura, testaram-se as seguintes alternativas:

- *Alternativa A*: uso de uma ANN para efectuar avaliação de segurança de todas as 7 linhas que se identificaram como sendo críticas para a perturbação em análise;
- *Alternativa B*: uso de uma ANN para efectuar avaliação de segurança de cada uma dessas 7 linhas.

Nesta avaliação de desempenho, para o vector de variáveis de entrada, considerou-se todo o conjunto composto pelas 63 características candidatas. Relembre-se que, por questões de simplicidade, para a definição da estrutura interna das ANN, no presente trabalho, adoptou-se a solução usual de considerar apenas uma camada escondida. Relativamente à escolha do número de unidades da camada escondida, seguiu-se a regra empírica que se traduz na utilização da equação (3.12) (Capítulo 3). Desta forma, para as ANN treinadas mediante a *alternativa A* foi adoptada uma estrutura do tipo 63-7-7 (nº de entradas – nº de unidades escondidas – nº de saídas), tendo para a *alternativa B* sido adoptada uma estrutura do tipo 63-8-1.

Para a comparação de desempenho entre estas duas alternativas, foi efectuado o procedimento que se descreve na secção 3.4.1.4 (Capítulo 3) e que consistiu na realização de um teste de hipóteses à diferença entre os valores esperados do erro de regressão fornecido por cada uma das alternativas. Como erro de regressão, utilizou-se o Erro Quadrático Médio Relativo (*RE*) que se caracteriza na equação (3.5) (Capítulo 3).

Através da execução deste procedimento obteve-se, para a previsão do índice de segurança $I(120s)$ de cada uma das 7 linhas de transmissão críticas, duas amostras de 50 erros de regressão (uma amostra por alternativa). Note-se que cada erro de regressão, *RE*, resultou da aplicação do conjunto de teste a cada uma das 50 ANN que foram treinadas mediante a

adoção de cada uma das alternativas (A e B). Na Figura 5.1 podem visualizar-se as duas amostras de erros de regressão que, por aplicação deste procedimento, foram obtidas para a previsão de $I(120s)_{15-16}$ (índice de segurança da linha 15-16), sendo, da Figura 5.2 à Figura 5.7, apresentadas as amostras de erros que se obtiveram para a previsão do índice de segurança das restantes linhas críticas. Nestas figuras, cada barra corresponde ao valor de um erro de regressão.

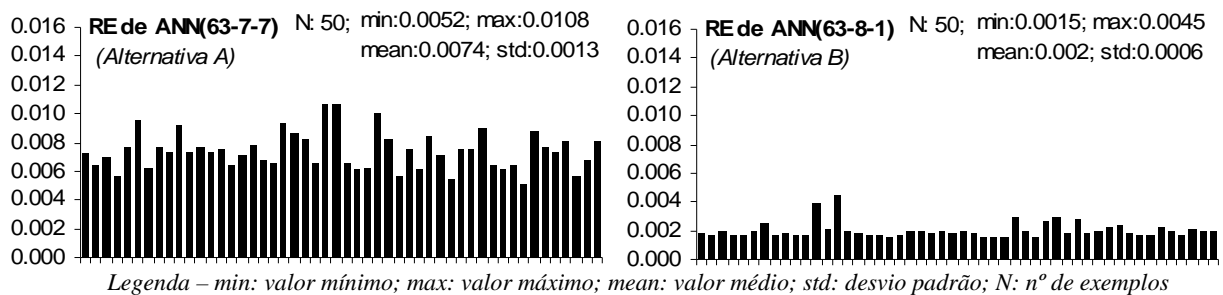


Figura 5.1 – 50 erros de regressão obtidos com as alt. A e B de saídas da ANN – avaliação da linha 15-16

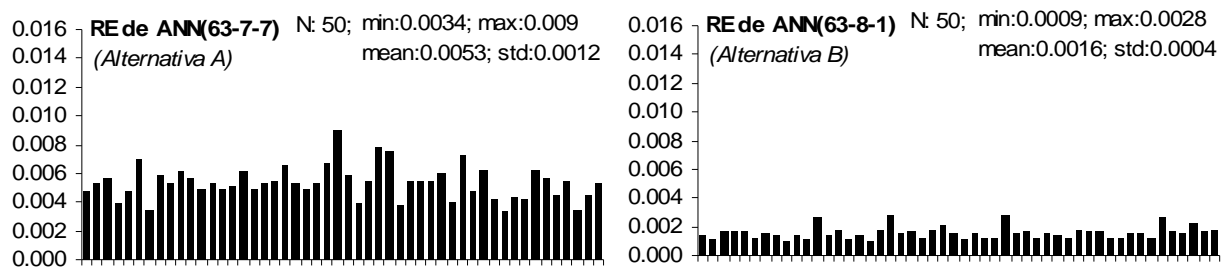


Figura 5.2 – 50 erros de regressão obtidos com as alt. A e B de saídas da ANN – avaliação da linha 15-17

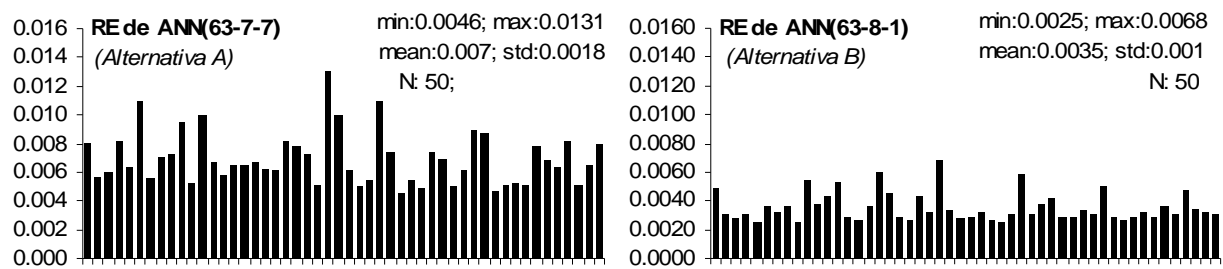


Figura 5.3 – 50 erros de regressão obtidos com as alt. A e B de saídas da ANN – avaliação da linha 16-6

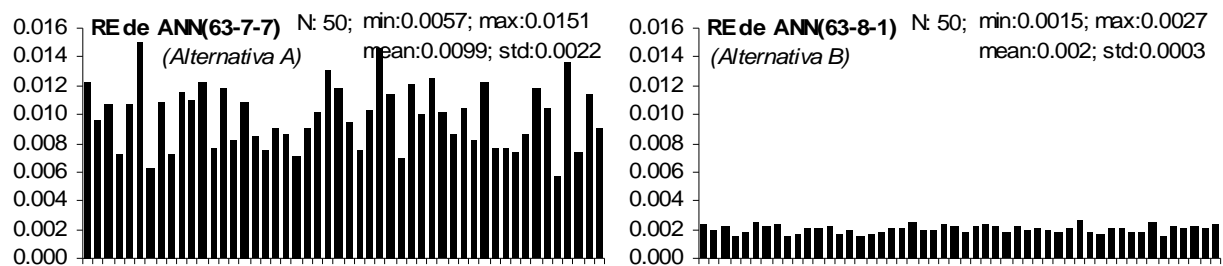


Figura 5.4 – 50 erros de regressão obtidos com as alt. A e B de saídas da ANN – avaliação da linha 16-18

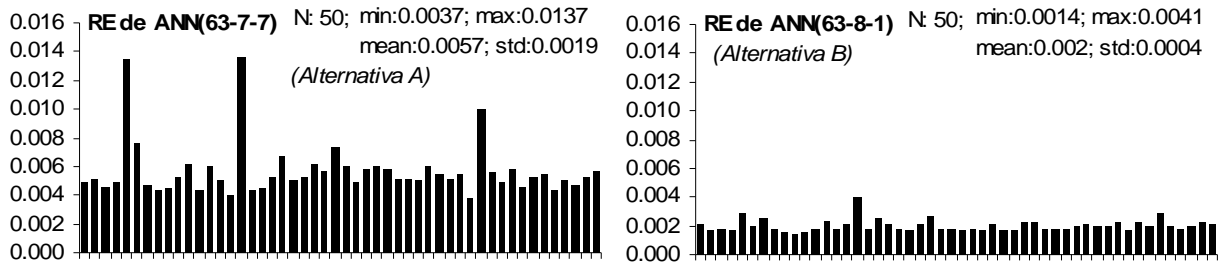


Figura 5.5 – 50 erros de regressão obtidos com as alt. A e B de saídas da ANN – avaliação da linha 20-21

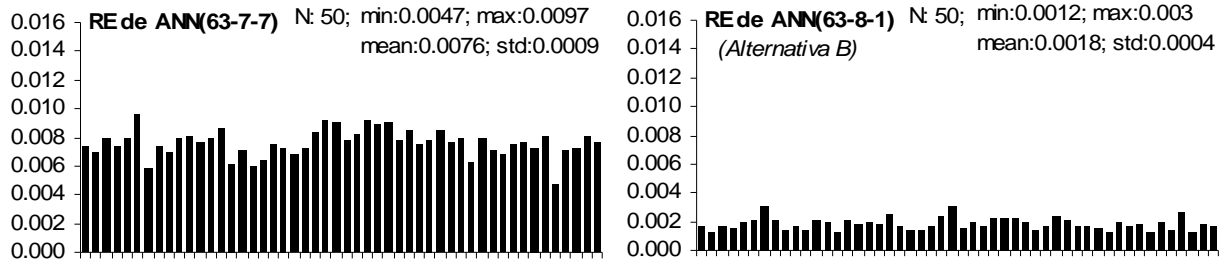


Figura 5.6 – 50 erros de regressão obtidos com as alt. A e B de saídas da ANN – avaliação da linha 14-18

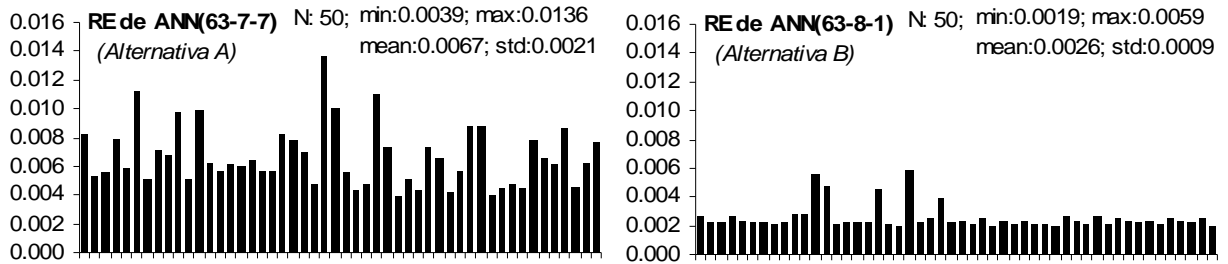


Figura 5.7 – 50 erros de regressão obtidos com as alt. A e B de saídas da ANN – avaliação da linha 16-4

Na Figura 5.8 apresenta-se um gráfico de barras que permite visualizar o valor médio dos erros de regressão ($mean(RE)$) que estão contidos em cada uma das amostras que se apresentaram da Figura 5.1 à Figura 5.7.

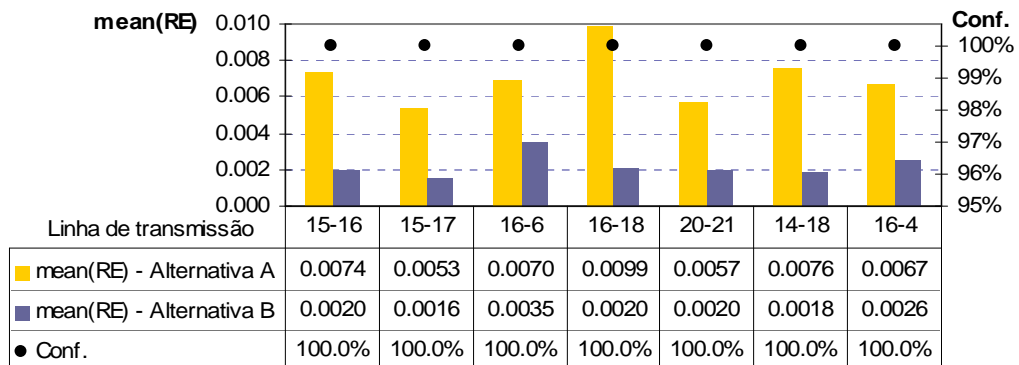


Figura 5.8 – Comparação de desempenho entre as alt. A e B de saídas da ANN

Nesta figura, na comparação entre cada 2 valores médios dos erros de regressão obtidos para a previsão de cada índice de segurança (um referente à *alternativa A* e o outro à *alternativa B*), é apresentado o grau de confiança (*Conf.*) com que se pode afirmar que o

maior dos dois valores é efectivamente superior ao outro (resultado obtido do teste de hipóteses). Com base nos resultados que se apresentam nesta figura, pode afirmar-se, com um nível de confiança próximo dos 100%, que a *alternativa B* (de usar uma ANN para efectuar a avaliação de segurança de cada uma das 7 linhas críticas) permite obter ANN mais precisas do que a *alternativa A* (de usar uma única ANN para efectuar a avaliação de segurança de todas as linhas). Atendendo a estes resultados, a partir desta fase do trabalho optou-se por considerar o treino de uma ANN para a previsão de cada índice de segurança. Tal como se pode observar pelos gráficos que se apresentaram da Figura 5.1 à Figura 5.7, a diferença entre os erros de regressão fornecidos por cada uma das alternativas é bastante notória, pelo que o resultado que se obteve dos testes de hipóteses era, à partida, evidente.

Relativamente à escolha do vector de variáveis de entrada de cada ANN, testaram-se as seguintes alternativas:

- *Alternativa C*: uso do conjunto composto pelas 63 variáveis de entrada candidatas;
- *Alternativa D*: uso das variáveis que foram seleccionadas, de entre as 63 variáveis de entrada candidatas, pelo método passo a passo de selecção de regressores que se aplicou no âmbito do treino de um modelo de regressão linear (a aplicação desta técnica de selecção de características foi já justificada na secção 3.5.3.2 do Capítulo 3).

Repare-se que a *alternativa C* atrás descrita corresponde à *alternativa B* que foi anteriormente seleccionada para a definição das variáveis de saída, tendo por isso as ANN que foram treinadas mediante esta alternativa uma estrutura do tipo 63-8-1. Relativamente à estrutura das ANN que foram treinadas mediante a adopção da *alternativa D*, o número de entradas utilizadas (n) correspondeu ao número de variáveis que foram seleccionadas pela aplicação do método de selecção de características, no âmbito da estimação de cada um dos 7 índices de segurança. Para a escolha do número de unidades da camada escondida (nu), seguiu-se a regra empírica, já atrás referida, de utilizar o resultado fornecido pela equação (3.12).

Para a comparação de desempenho entre esta duas alternativas, foi aplicado um procedimento semelhante ao que se adoptou para comparar o desempenho entre as alternativas *A* e *B* de saídas da ANN. Desta forma, para a previsão de cada índice de segurança, foram treinadas 50 ANN mediante a adopção de cada uma das alternativas *C* e *D* de variáveis de

entrada, tendo para cada conjunto de 50 ANN sido obtida uma amostra de 50 erros de regressão. Na Tabela 5.2 apresentam-se os resultados que, por aplicação deste procedimento, foram obtidos em termos do valor médio ($mean(RE)$) e variância amostral ($std(RE)$) dos erros de regressão contidos em cada amostra. Na Figura 5.9 é feita a comparação de desempenho entre os valores de $mean(RE)$ que se obtiveram para a previsão de cada índice de segurança (um referente à *alternativa C* e o outro à *alternativa D*).

Tabela 5.2 – Média e variância amostral dos erros de regressão obtidos com as alt. C e D de entradas da ANN

Linha	Estrutura da ANN					
	63-9-1 (Alternativa C)			n-nu-1 (Alternativa D)		
	mean(RE)	std(RE)	n	nu	mean(RE)	std(RE)
15-16	0.0020	0.0006	41	12	0.0019	0.0003
15-17	0.0016	0.0004	41	12	0.0013	0.0002
16-6	0.0035	0.0010	40	12	0.0032	0.0007
16-18	0.0020	0.0003	42	12	0.0018	0.0003
20-21	0.0020	0.0004	40	12	0.0017	0.0003
14-18	0.0018	0.0004	39	13	0.0018	0.0003
16-4	0.0026	0.0009	43	12	0.0025	0.0003

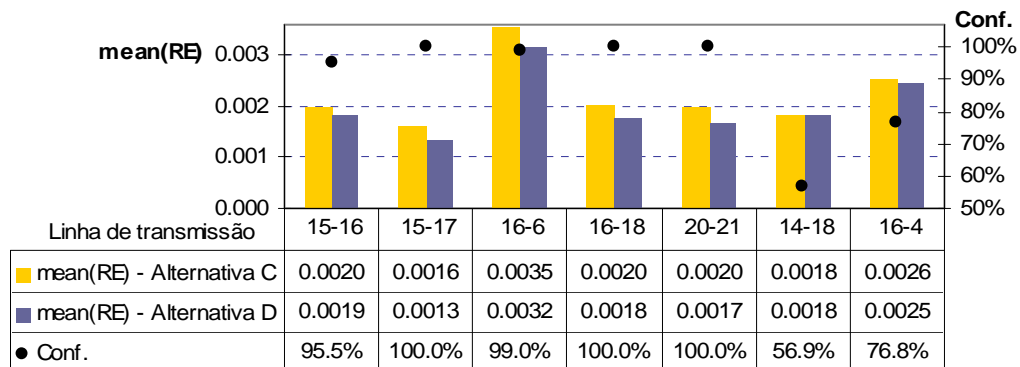


Figura 5.9 – Comparação de desempenho entre as alt. C e D de entradas da ANN

A partir destes resultados, pode-se afirmar, com um nível de confiança superior a 95%, que a aplicação do método de selecção de características utilizado foi capaz de reduzir o erro de regressão das ANN, para 5 das linhas críticas (linha 15-16, 15-17, 16-6, 16-18 e 20-21). Para as restantes 2 linhas, o nível de confiança com que se pode fazer esta afirmação é inferior a 80%, pelo que esta hipótese não pode ser aceite. Estes resultados permitem concluir que o método de selecção de características adoptado mostrou ser eficaz, uma vez que, para a maior parte dos problemas de regressão a resolver, foi capaz de melhorar a capacidade de previsão das ANN, sendo que a sua aplicação nunca provocou uma deterioração dessa capacidade.

5.3 TREINO DOS MODELOS DE REGRESSÃO LINEAR (LRM)

Para o treino de cada LRM, foi adoptado o procedimento que já se descreveu na secção 3.4.2 (Capítulo 3). Relativamente ao vector de variáveis de entrada considerado, adoptou-se o conjunto de 63 variáveis candidatas que se apresentaram na introdução deste capítulo, com a diferença de se ter substituído o consumo total da área de controlo 1 ($P_{load,ac1}$) pelo valor da importação da mesma área de controlo, no qual se desprezam as perdas de Joule ($Im p$). Apesar de se ter verificado que ambas as alternativas resultavam em LRM com erros de regressão semelhantes, esta opção resultou de se ter verificado que a consideração da variável $P_{load,ac1}$ criava o seguinte tipo de situações:

- tornava o valor do parâmetro b_j , que se encontrava associado à variável $P_{load,ac1}$, muito superior, em valor absoluto, ao valor dos parâmetros b_j que se encontravam associados às restantes variáveis de entrada;
- tornava negativo o valor de todos os parâmetros b_j que se encontravam associados às variáveis que caracterizam o volume de produção eólica explorada na área de controlo 1 (i.e., variáveis Nw_j e Pw_j), situação esta que resulta numa interpretação, evidentemente errada, de a carga dos ramos que ocorre durante o regime quasi-estacionário de pós-perturbação ser inversamente proporcional ao volume de produção eólica explorada.

Estes resultados sugerem que a relevância da variável $P_{load,ac1}$ para explicar a variação total do valor de cada índice de segurança engloba grande parte da relevância conjunta das restantes variáveis de entrada, situação esta que deteriora a qualidade do valor encontrado para os parâmetros da regressão linear que estão associados às restantes variáveis de entrada. Note-se que, apesar de a escolha entre as variáveis $P_{load,ac1}$ e $Im p$ não interferir na capacidade de previsão de cada LRM treinado, a opção pela variável $P_{load,ac1}$ poderia tornar como não eficaz a utilização dos LRM para a obtenção de medidas de controlo preventivo.

Na Figura 5.10 e Figura 5.11 apresentam-se os LRM que se obtiveram para a estimação de cada índice de segurança em análise. Esta caracterização é feita através da apresentação do

valor encontrado para cada um dos parâmetros b_j de cada LRM. Note-se, tal como já se referiu na secção 3.5.3 (Capítulo 3), que previamente ao treino destas estruturas, as variáveis de entrada e de saída que compõem o conjunto de dados foram sujeitas a uma normalização de modo a terem, no conjunto de dados, um valor médio nulo e uma variância unitária.

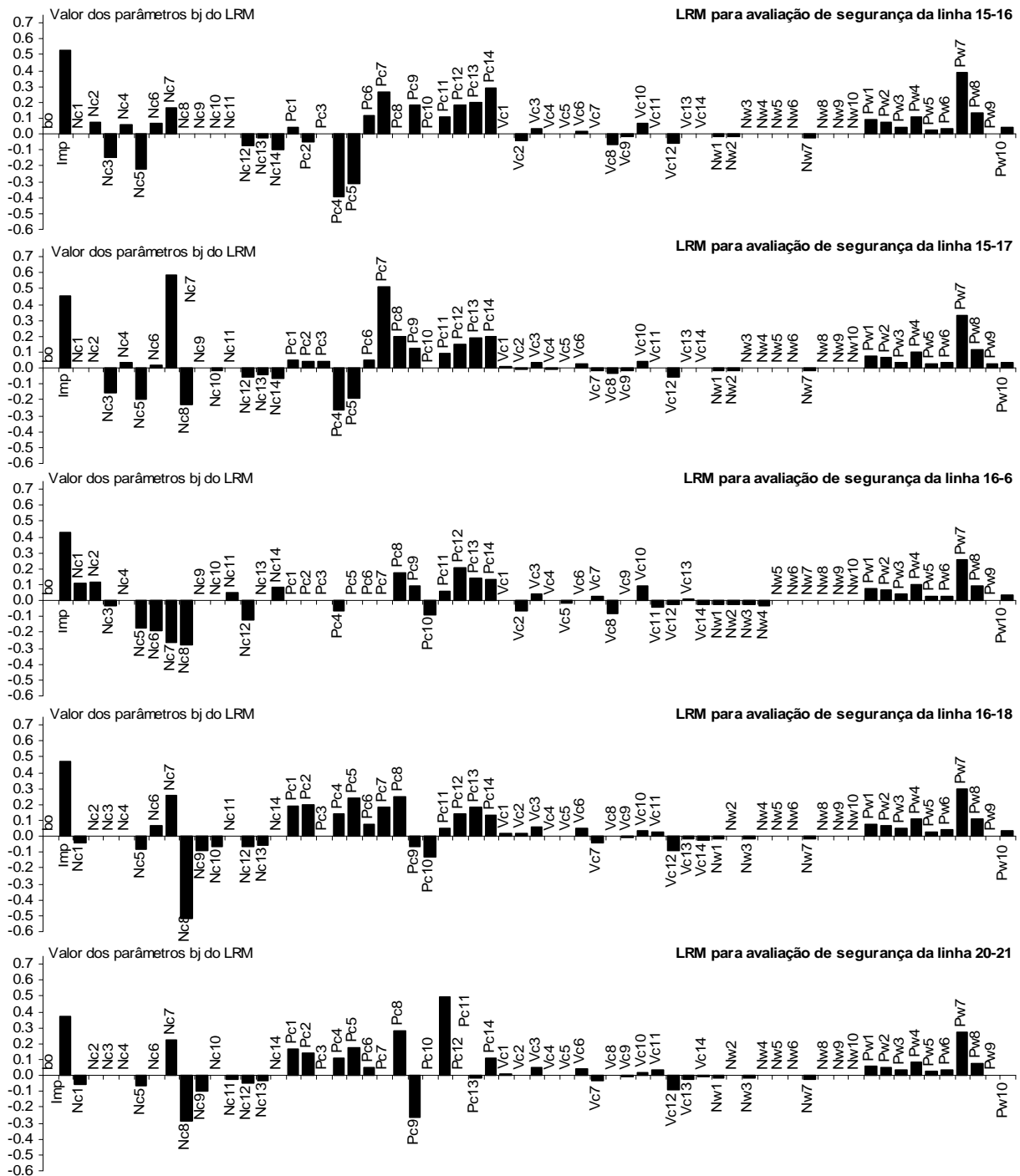


Figura 5.10 – Valor dos parâmetros dos LRM treinados para a rede de teste (parte 1/2)

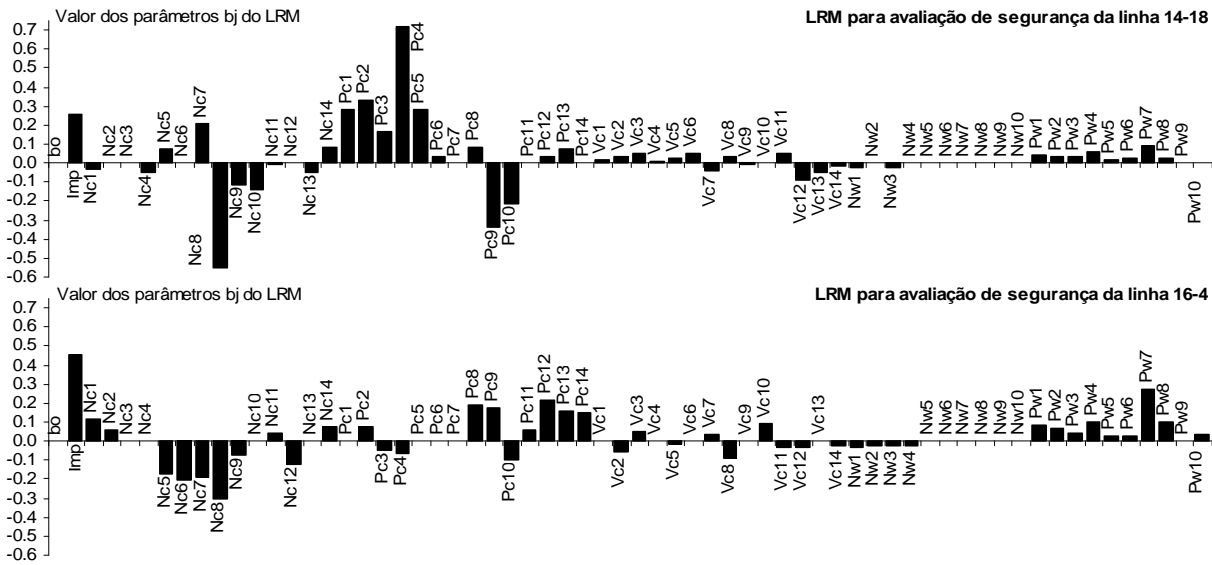


Figura 5.11 – Valor dos parâmetros dos LRM treinados para a rede de teste (parte 2/2)

Na Figura 5.12 apresentam-se os erros de regressão e de classificação que foram fornecidos por cada um dos LRM treinados, por aplicação destas estruturas ao conjunto de teste. O tipo de erros apresentados corresponde aos que já se caracterizaram devidamente na secção 3.2.2 (Capítulo 3). Para o cálculo dos erros de classificação considerou-se, para todos os cenários que compõem o conjunto de teste, um limiar de segurança correspondente a 120% de carga em relação ao valor máximo admissível em regime permanente para dias de Verão.

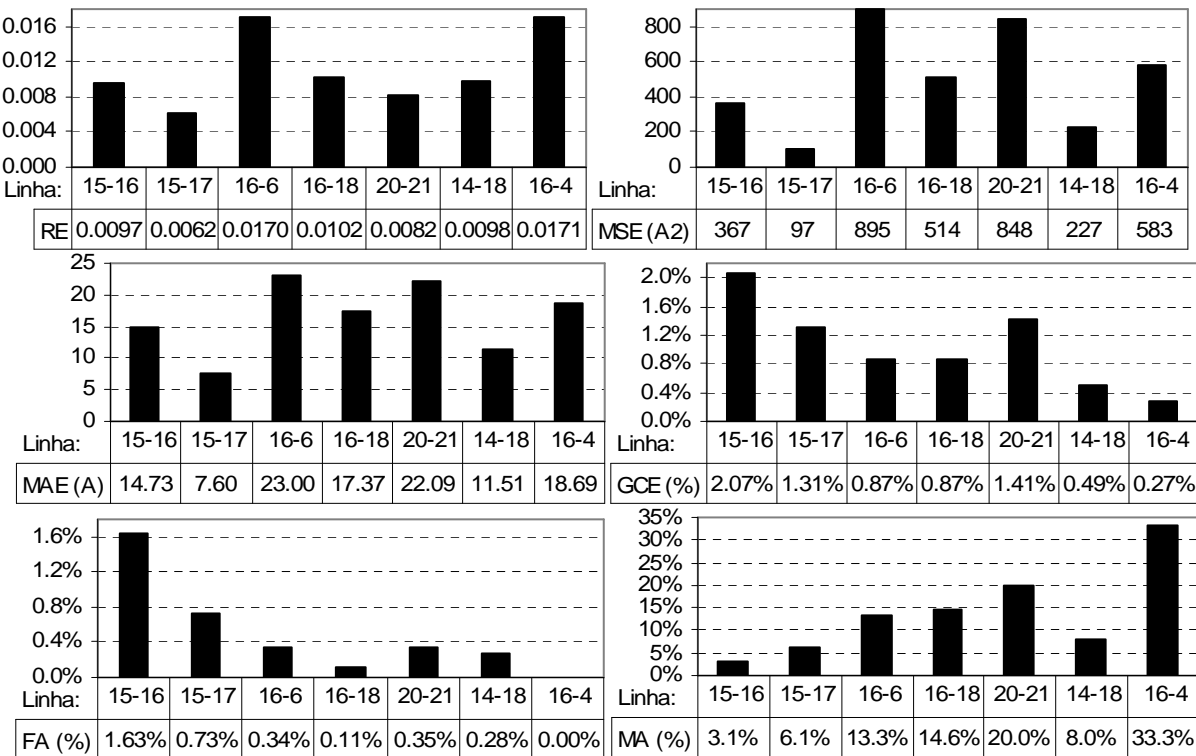


Figura 5.12 – Erros de regressão e de classificação fornecidos pelos LRM treinados para a rede de teste

5.4 TREINO DAS ÁRVORES DE REGRESSÃO LINEAR (LRT)

As árvores de regressão linear foram, numa primeira fase, treinadas para testar a seguinte hipótese:

Para o problema de segurança em análise, a utilização de modelos de regressão linear nas folhas de uma árvore de regressão (i.e., de uma LRT) é capaz de fornecer uma estrutura mais precisa do que a que resulta do treino isolado de um modelo de regressão linear (i.e., de um LRM).

Com esta intenção, para cada índice de segurança a estimar, foi treinada uma árvore de regressão linear (LRT), seguindo um procedimento sequencial que envolveu as seguintes etapas:

- Etapa 1: Treino de uma RT (processo que se descreve na secção 3.4.3.2 – Capítulo 3);
- Etapa 2: Treino de um LRM em cada folha da RT (processo que se descreve na secção 3.4.2 – Capítulo 3).

Com a intenção de evitar que a estrutura final treinada perdesse capacidade de generalização, estabeleceu-se à partida que a dimensão de cada RT treinada não poderia corresponder a um número de nós superior a 7 (i.e., 4 folhas). Sabendo que o treino de uma RT não é prejudicado pela consideração de características que estejam entre elas fortemente relacionadas e que este treino pode sair beneficiado, em termos de precisão, se forem incluídas variáveis de entrada que meçam a relevância conjunta de diversas características, para o treino das RT, às 63 variáveis de entrada candidatas já referidas na introdução deste capítulo foram acrescentadas as seguintes 27 condições de operação da área de controlo 1 (valores em MW):

- $Im p$: potência activa importada (desprezando as perdas de Joule);
- $Pc(H)_{ac1}$ e $Pc(T)_{ac1}$: valor total da produção de potência activa dos geradores hídricos (H) e térmicos (T);
- $Pc_{ac1(N)}$ e $Pc_{ac1(S)}$: valor total da produção de potência activa dos geradores convencionais que se encontram em serviço na zona Norte (N) e Sul (S);
- Pw_{ac1} : valor total da potência mecânica desenvolvida pelos geradores eólicos;
- $Pw_{ac1(N)}$ e $Pw_{ac1(S)}$: valor total da potência mecânica desenvolvida pelos geradores eólicos que se encontram em serviço na zona Norte (N) e Sul (S);
- SR_i : reserva girante disponível em cada gerador convencional equivalente i ;

- SR_{acI} : valor total da reserva girante disponível;
- $SR(H)_{acI}$ $SR(T)_{acI}$: valor total da reserva girante disponível nos geradores hídricos (H) e térmicos (T);
- $SR_{acI(N)}$ $SR_{acI(S)}$: valor total da reserva girante disponível nos geradores convencionais que se encontram em serviço na zona Norte (N) e Sul (S).

Da execução do processo de treino de uma RT com 7 nós para emular cada um dos índices de segurança em análise, resultaram as estruturas em árvore que se apresentam na Figura 5.14. Esta figura tem a seguinte legenda: N : nº de exemplos de treino que pertencem ao nó; \bar{y} : média amostral dos valores do índice de segurança em análise que estão contidos nos exemplos de treino que pertencem ao nó.

Mediante estas estruturas, o conjunto de treino a considerar para a avaliação de cada índice de segurança ficou dividido em 4 subconjuntos disjuntos (um por cada folha da RT). Com cada um destes subconjuntos, procedeu-se ao treino de um LRM, tendo-se considerado, como variáveis de entrada, as mesmas 63 características que se utilizaram para o treino isolado de um LRM (ver secção 5.3). Deste processo resultaram 7 árvores de regressão linear (uma por cada índice de segurança a avaliar), cujos erros de regressão e de classificação fornecidos, por aplicação destas estruturas ao conjunto de teste, se apresentam na Figura 5.13.

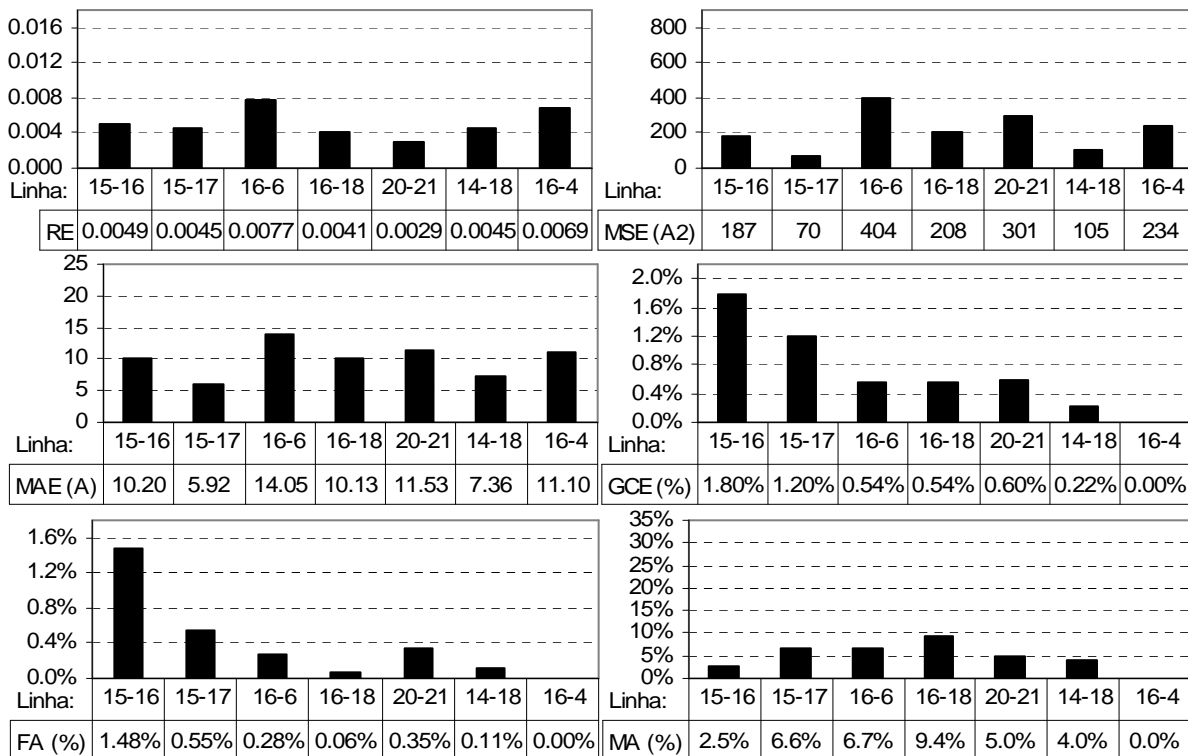


Figura 5.13 – Erros de regressão e de classificação fornecidos pelos LRT treinados para a rede de teste

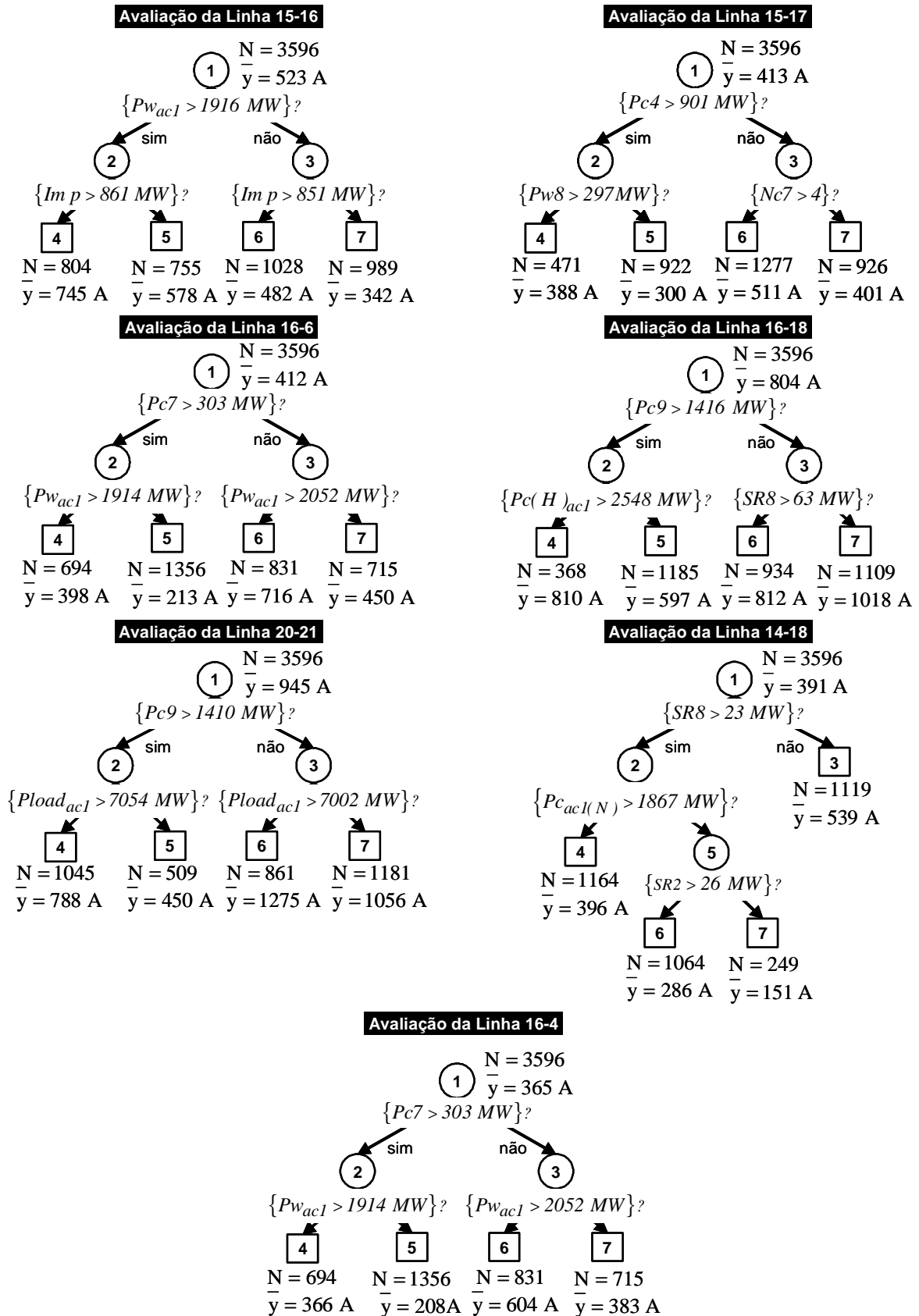


Figura 5.14 – Estrutura em árvore das LRT que foram treinadas para a rede de teste

A partir da comparação dos resultados apresentados na Figura 5.13 com os que se apresentaram na Figura 5.12, relativos aos erros fornecidos pelos LRM, confirma-se a hipótese inicialmente formulada de que, para o problema de segurança em análise, as LRT permitem obter avaliações de segurança mais precisas do que os LRM.

Note-se que na secção 5.5, relativa à comparação de desempenho entre tipo de estruturas de AA treinadas, serão apresentados gráficos que permitem efectuar uma comparação directa entre os erros que se apresentam na Figura 5.12 e Figura 5.13, tornando assim mais fácil visualizar as melhorias de precisão introduzidas pelas LRT em relação aos LRM.

Para além de efectuar uma comparação de desempenho entre as LRT e os LRM, em termos da capacidade de precisão/avaliação do problema de segurança em análise, fizeram também parte dos objectivos desta tese avaliar a precisão fornecida pelas LRT nas situações em que esta estrutura se possa traduzir num conjunto de restrições de segurança dinâmica do tipo linear. Efectivamente, este tipo de restrições poderá ser útil para a implementação de algoritmos de controlo preventivo que se baseiem na resolução de modelos de optimização do tipo linear (tal como o que se implementou no presente trabalho e que se descreve no Capítulo 6 seguinte).

Tal como já se explicou na secção 3.5.1.3, para que uma LRT se possa traduzir num conjunto de restrições de segurança do tipo linear, a sua estrutura em árvore não deverá conter grandezas que sejam função de alguma das variáveis de decisão do problema de optimização. Não tendo este requisito sido contemplado aquando do treino das LRT que se apresentam na Figura 5.14, não se pode garantir que estas estruturas se traduzam em restrições do tipo linear aquando da sua exploração para a obtenção de medidas de controlo preventivo. Por exemplo, se o tipo de medida de controlo a considerar fosse o de realizar redespachos entre máquinas convencionais, então qualquer das estruturas em árvore treinadas que contenha alguma variável relacionada com Pc_i (produção de potência activa em cada gerador convencional equivalente i da área de controlo 1) ou SR_i (reserva girante disponível em cada gerador convencional equivalente i da área de controlo 1) corre o risco de não se traduzir num conjunto de restrições do tipo linear. Note-se que, com excepção da LRT que foi treinada para a linha 15-16, esta situação ocorre em todas as LRT que se extraíram para a avaliação do problema de segurança em análise e que se apresentam na Figura 5.14.

Sendo a capacidade de uma LRT se traduzir num conjunto de restrições lineares condicionada pelo tipo de medidas de controlo que se pretendem sugerir, então, de modo a avaliar a capacidade de precisão de uma LRT que corresponda a uma estrutura do tipo linear, foram definidas as seguintes alternativas para o tipo de medidas de controlo preventivo a considerar:

- *Alternativa A*: apenas são permitidas alterações ao nível do despacho das máquinas convencionais ou eólicas da área de controlo em análise.
- *Alternativa B*: são permitidas alterações ao nível do despacho e do escalonamento de grupos, bem como do valor da importação.

A *alternativa A* sugere que Pc_i e Pw_j correspondam a variáveis de controlo. Desta forma, para que as RT treinadas mediante esta alternativa obedecessem aos requisitos de linearidade, do vector de 90 variáveis de entrada que foi inicialmente definido para o treino das RT, retiraram-se todas as grandezas que são função das variáveis de controlo, tendo resultado num vector com as seguintes 40 variáveis: $P_{load,ac1}$, Nc_i e Vc_i (para $i = 1, \dots, 14$), Nw_j (para $j = 1, \dots, 10$) e Imp . Relativamente à *alternativa B*, esta sugere que Pc_i , Pw_j , Nc_i , Nw_i e Imp correspondam a variáveis de controlo, pelo que, neste caso, o vector de variáveis de entrada a considerar para as RT ficou reduzido às seguintes 15 variáveis: $P_{load,ac1}$ e Vc_i (para $i = 1, \dots, 14$).

Após a definição, mediante cada uma das alternativas especificadas para o tipo de medidas de controlo a sugerir, do vector de variáveis de entrada a considerar para treino das RT, procedeu-se ao treino de duas LRT (uma por alternativa) para emular o índice de segurança relativo à linha crítica 15-16. Mediante este processo foram obtidas as LRT cujas estruturas em árvore se apresentam na Figura 5.15. Note-se que, neste processo, o treino dos LRM nas folhas das RT foi efectuado com as usuais 63 variáveis de entrada já referidas na secção 5.3.

Para avaliar o desempenho destas LRT em termos de precisão, procedeu-se à comparação do erro de regressão RE fornecido por cada uma destas estruturas com o que foi obtido pelas seguintes estruturas de segurança que se treinaram para emular o mesmo índice de segurança:

- LRM cuja precisão estimada se caracteriza pela primeira barra de cada um dos gráficos que se apresentaram na Figura 5.12. Note-se que um LRM consiste numa estrutura que, naturalmente, se traduz numa equação linear.
- LRT que se treinou sem restrições de linearidade, correspondendo à primeira estrutura em árvore que se apresentou na Figura 5.14 e cuja precisão estimada se caracteriza pela primeira barra de cada um dos gráficos que se apresentaram na Figura 5.13.

Esta comparação de desempenho resultou na construção do gráfico que se apresenta na Figura 5.16, de onde se pode observar que a necessidade de retirar características do vector de variáveis de entrada de uma RT, para que esta estrutura se possa traduzir num conjunto de equações lineares, deteriorou a precisão da LRT que resultou do treino de um LRM em cada folhas da RT. No entanto, apesar dos requisitos de linearidade que foram considerados para o treino das LRT, a precisão deste tipo de estrutura permaneceu superior ao de um LRM. A partir destes resultados pode-se inferir que a utilização, no problema em estudo, de LRT como restrições de segurança do tipo linear é capaz de fornecer desempenhos superiores, em termos de precisão, aos que resultam da utilização de LRM.

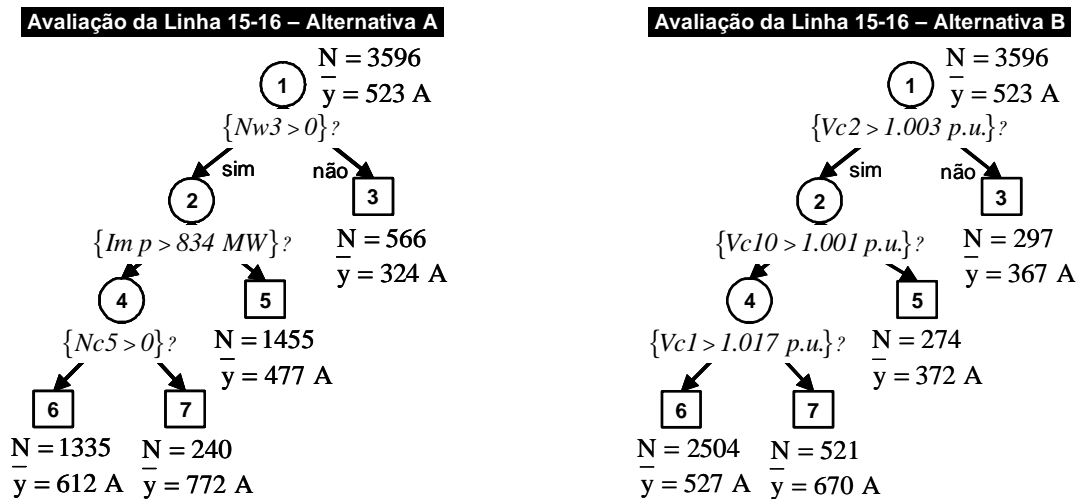


Figura 5.15 – Estrutura em árvore das LRT que se treinaram mediante cada alt. de medidas de controlo (avaliação da linha 15-16)

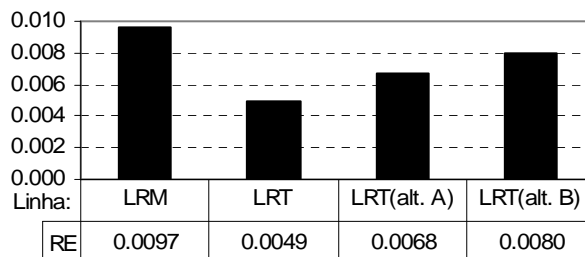


Figura 5.16 – Erros de regressão fornecidos por LRM, LRT e LRT lineares para avaliação da linha 15-16

5.5 COMPARAÇÃO DE DESEMPENHO ENTRE AS ESTRUTURAS DE AA TREINADAS

Na Figura 5.17 apresentam-se os erros de regressão e de classificação que se obtiveram, por cada um dos tipos de estruturas de AA treinadas, para avaliar a segurança de operação das 7 linhas de transmissão da rede de teste que se identificaram como sendo críticas para a perturbação em análise. Nesta figura, os erros que se apresentam para os LRM, correspondem aos que já se apresentaram na Figura 5.12 (secção 5.3). Os erros apresentados para as LRT, correspondem aos que foram fornecidos pelas estruturas que se treinaram sem restrições de linearidade, pelo que equivalem aos que se apresentam na Figura 5.13 (secção 5.4). Relativamente aos erros que se apresentam para as ANN, estes correspondem aos índices de desempenho fornecidos pelas estruturas que alcançaram um menor valor de erro RE , de entre o conjunto de 50 ANN que se treinaram para cada índice de segurança mediante a *alternativa D*, que se caracterizou devidamente na secção 5.2 anterior. Todos os erros apresentados resultaram da aplicação destas estruturas ao conjunto de teste. Para o cálculo dos erros de classificação considerou-se, para todos os cenários que compõem o conjunto de teste, um limiar de segurança correspondente a 120% de carga em relação ao valor máximo admissível em regime permanente para dias de Verão.

Da análise desta figura pode-se observar, tal como era esperado, que as ANN foram o tipo de estrutura de AA que permitiu fornecer uma maior precisão em emular o problema de segurança dinâmica em análise. As LRT foram o segundo tipo de estrutura mais precisa, correspondendo os LRM às estruturas de segurança que forneceram a pior precisão de entre os três tipos de técnicas de AA testadas.

Para dar uma ideia mais detalhada sobre a dimensão dos erros de regressão que poderão ser fornecidos por cada um dos tipos de estruturas treinadas, da Figura 5.18 à Figura 5.20 podem visualizar-se os erros de regressão que foram fornecidos, para cada cenário de operação que formou o conjunto de teste, por cada uma das estruturas (LRM, LRT e ANN) que se seleccionou para avaliar a segurança de operação da linha 15-16. Nestas figuras, cada valor do eixo das abcissas corresponde ao resultado obtido da diferença entre o valor previsto (\hat{u}) e o valor conhecido (u) do índice de segurança em análise, para cada cenário do conjunto de teste. Estas diferenças apresentam-se em por unidade do valor máximo admissível em regime

permanente para a corrente que atravessa a linha durante dias de Verão ($In(Ver\tilde{a}o)$), e em função do valor conhecido para o índice de segurança em análise.

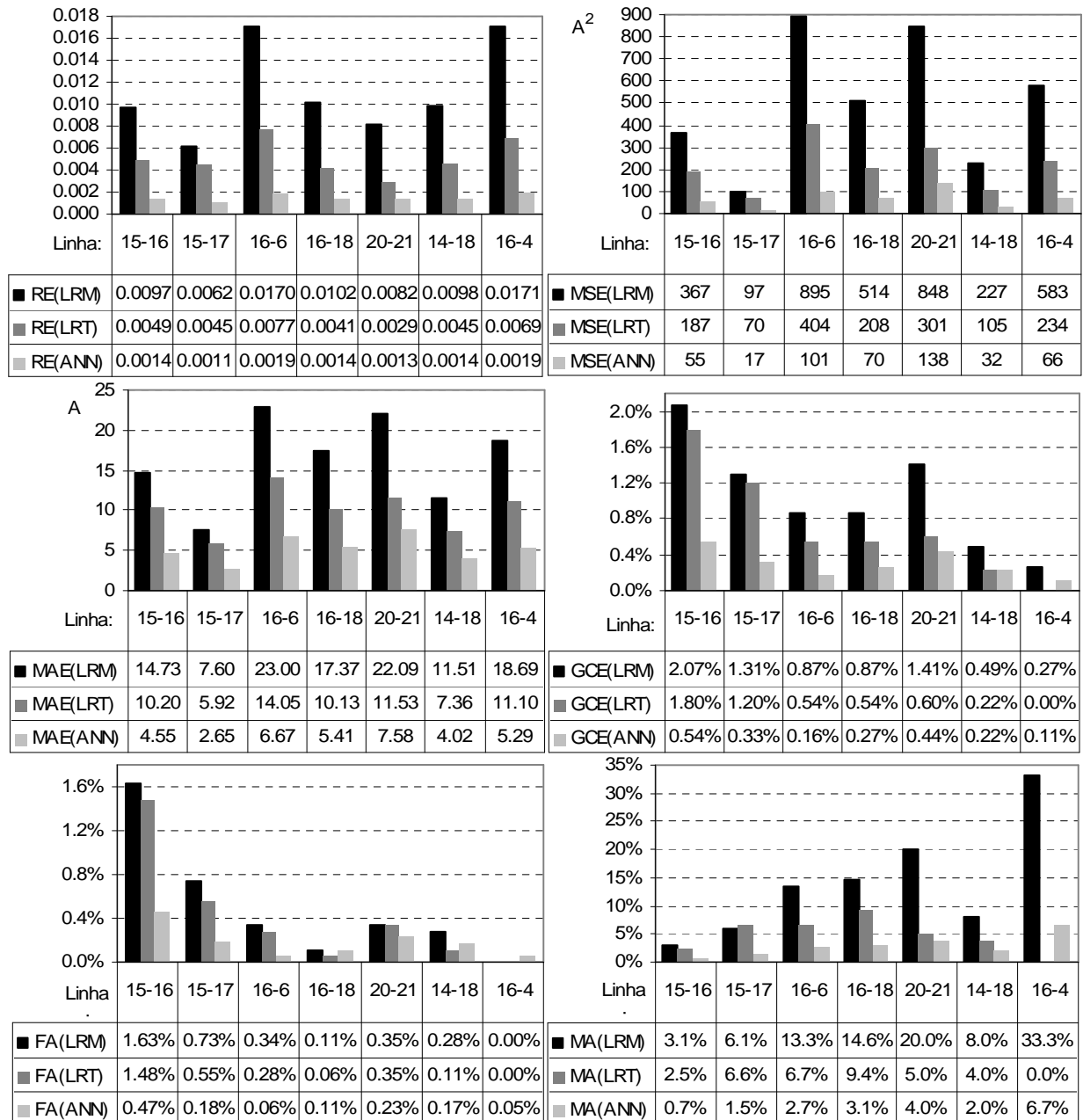


Figura 5.17 – Erros de regressão e de class. fornecidos por LRM, LRT e ANN (para a rede de teste)

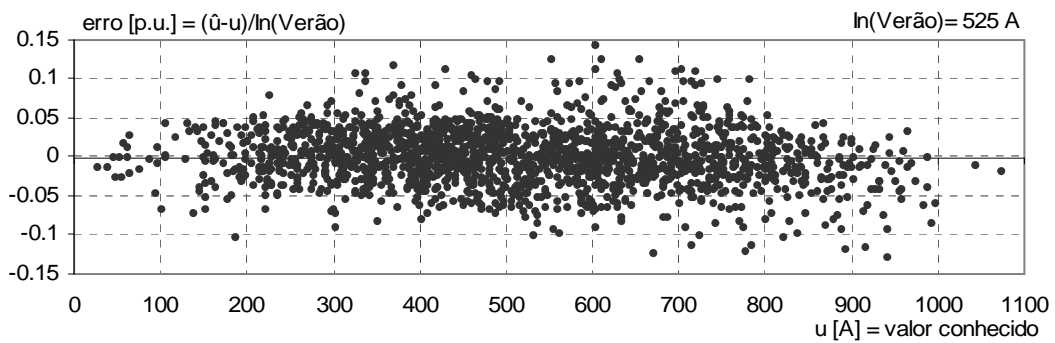


Figura 5.18 – Erros de regressão fornecidos por LRM em função do valor do índice de segurança (avaliação da linha 15-16)

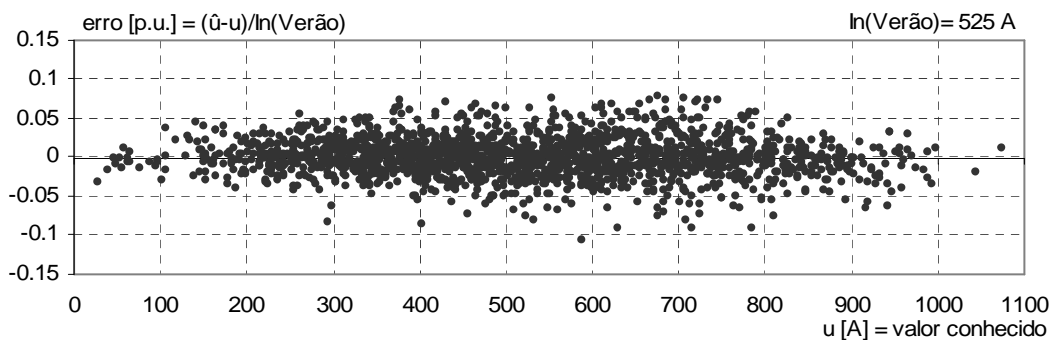


Figura 5.19 – Erros de regressão fornecidos por LRT em função do valor do índice de segurança (avaliação da linha 15-16)

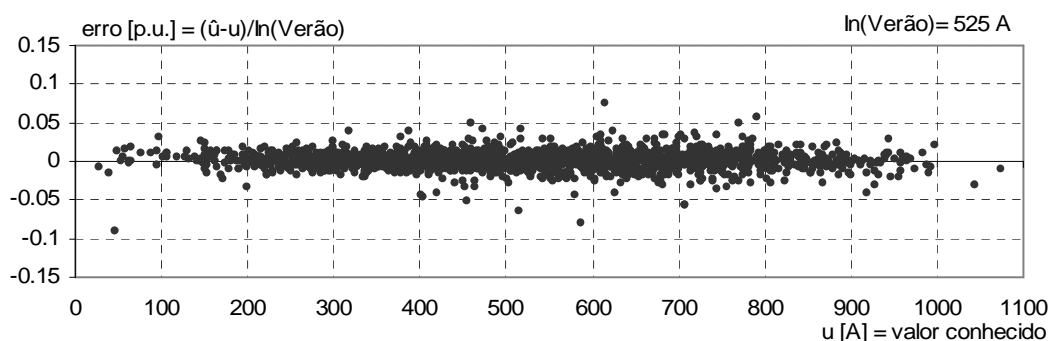


Figura 5.20 – Erros de regressão fornecidos por ANN em função do valor do índice de segurança (avaliação da linha 15-16)

Da análise destas figuras, observar-se que para a maior parte dos cenários de teste, os erros de regressão fornecidos pelas estruturas treinadas é inferior a 0.1 p.u. (10% de carga), tendo ocorrido apenas algumas situações em que o LRM forneceu erros superiores a este valor que, no entanto, não ultrapassaram um valor correspondente a 15% de carga. Observa-se também que o valor dos erros de regressão não difere de forma relevante com a ordem de grandeza do índice de segurança. Estes resultados permitem ilustrar a qualidade de previsão que foi alcançada com as LRM, LRT e ANN que se treinaram para avaliar o problema de segurança em análise.

5.6 CONCLUSÕES

Neste capítulo apresentaram-se os resultados que se obtiveram da fase de treino e de avaliação de desempenho das técnicas de aprendizagem automática (AA) que foram exploradas, no presente trabalho, para efectuar avaliação de segurança dinâmica da rede interligada de teste.

Relativamente ao treino das Redes Neurais Artificiais (ANN), procedeu-se a uma comparação de desempenho entre diferentes alternativas para a sua estrutura, em termos do vector de variáveis de entrada e de saída a considerar. Dos resultados obtidos deste processo observou-se que, para a avaliação do problema de segurança em análise, a alternativa que fornece ANN mais precisas consiste em optar por uma estrutura que obedeça aos seguintes requisitos:

- uso de uma ANN para a previsão de cada índice de segurança;
- uso de um vector de variáveis de entrada que tenha sido previamente sujeito a um processo de selecção de características, que consiste na utilização do método passo a passo de selecção de regressores, que se aplica no âmbito do treino de um modelo de regressão linear.

No contexto do treino de modelos de regressão linear (LRM), verificou-se que para se obterem estruturas que se tornem eficazes aquando da sua utilização para a obtenção de medidas de controlo preventivo, poderá ser crucial efectuar uma validação dos LRM treinados, de modo a garantir que os valores obtidos para os seus parâmetros não contrariam os conhecimentos que se tem sobre as relações causa/efeito existentes entre as variáveis em jogo, no âmbito do problema de segurança em análise. No contexto da avaliação do problema de segurança estudado para a rede interligada de teste, este processo de validação resultou na adopção de restrições relativamente ao tipo de variáveis de entrada candidatas a utilizar para o treino dos LRM, nomeadamente, na substituição da variável $P_{load,ac1}$ (consumo total da área de controlo 1) pela variável Imp (valor da importação da área de controlo 1, no qual se desprezam as perdas de Joule).

A partir das experiências efectuadas de treino de árvores de regressão linear (LRT), observou-se que este tipo de estrutura permite superar os LRM em termos da precisão com que efectua avaliação do problema de segurança em análise. Este tipo de resultado foi obtido mesmo nas situações em que se teve que adoptar condicionantes de treino, de modo a que as LRT se pudessem traduzir em restrições de segurança do tipo linear. A partir destes resultados pode-se inferir que a utilização, no âmbito do problema de segurança em análise, de LRT como restrições de segurança do tipo linear é capaz de fornecer desempenhos superiores, em termos de precisão, aos que resultam da utilização de LRM.

Por fim, a partir da comparação entre os erros de regressão e de classificação que se obtiveram para estimar o desempenho de cada tipo de técnica de AA aplicada, observou-se que as ANN foram o tipo de estrutura que forneceu maior precisão na avaliação do problema de segurança em análise. Apesar da superioridade evidenciada pelas ANN, nenhuma das técnicas de AA aplicadas mostrou fornecer erros de regressão que se possam considerar excessivos, no sentido de inviabilizar a sua utilização para efectuar funções de avaliação de segurança em ambiente de tempo real.

Capítulo 6: FORNECIMENTO DE MEDIDAS DE CONTROLO PREVENTIVO

6.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo descreve-se a metodologia que foi desenvolvida no presente trabalho com o objectivo de identificar, em ambiente de tempo real, medidas de controlo preventivo para sistemas eléctricos interligados onde existam elevadas penetrações de produção eólica. Estas medidas consistem em sugestões que apoiem os operadores, de uma determinada área de controlo, na tomada de acções que garantam que o sistema seja capaz de suportar perturbações pré-especificadas, que envolvam uma perda significativa de produção eólica, sem que sejam violados os critérios de segurança dinâmica do sistema. Tal como já se referiu, no presente trabalho foi analisada a segurança do sistema atendendo à ocorrência de sobrecargas em ramos da rede de transmissão, para o regime quasi-estacionário de pós-perturbação, que violem os limites definidos como aceitáveis para sobrecargas temporárias, tais como os relativos às temperaturas máximas especificadas em projecto ou às distâncias mínimas ao solo resultantes das flechas das linhas.

Como limiar de segurança para sobrecargas temporárias, nesta investigação considerou-se que o sistema eléctrico se torna inseguro se, ao fim de 2 minutos após a ocorrência da perturbação, a intensidade de corrente de algum ramo k da rede de transmissão, $I(120s)_k$, ultrapassar uma carga de 120% em relação ao valor máximo admissível em regime permanente, I_{z_k} , ou seja, se $I(120s)_k > 1.2 \times I_{z_k}$.

Relembre-se que, no presente trabalho, não se verificou se, no novo regime permanente de pós-perturbação, ocorre algum tipo de congestionamento nos ramos de transmissão da área de controlo em análise. Esta opção de implementação baseou-se no pressuposto de que o sistema eléctrico da área de controlo esteja devidamente dimensionado para abastecer os próprios

consumos, para todas as situações normais de operação previstas, bem como para situações de contingência $n-1$. Desta forma, mesmo que, após cerca de 15 minutos, o sistema de AGC não tenha sido capaz de restabelecer o balanço de potências trocadas nas interligações, os congestionamentos que possam existir serão suficientemente reduzidos para que fiquem eliminados após a tomada das acções que são necessárias, ao nível da gestão de reservas terciárias, para trazer os níveis de importação para valores contratualizáveis.

Salienta-se que, por terem sido utilizados modelos funcionais de aprendizagem automática (AA) que fornecem índices de segurança quantitativos (neste caso $I(120s)$), a metodologia desenvolvida permite que o valor de sobrecarga que define o limiar de segurança de cada ramo possa ser alterado, em qualquer instante, após a implementação do algoritmo responsável pelo fornecimento de medidas de controlo preventivo. Tal facto consiste em uma das razões pelas quais se optou por recorrer a técnicas de AA que resolvessem problemas de regressão, em detrimento das técnicas que apenas resolvem problemas de classificação. Tal como já se referiu no Capítulo 3, a outra razão prende-se com o facto de o valor de I_{z_k} , de uma qualquer linha de transmissão k , variar com a temperatura ambiente, o que dificulta o treino prévio de uma estrutura de classificação de segurança por exigir a obtenção de uma caracterização adequada, no conjunto de dados gerados, da gama de valores possíveis para a temperatura ambiente.

Na metodologia desenvolvida, para a função de monitorização de segurança dinâmica do sistema em tempo real propõe-se a utilização de Redes Neurais Artificiais (ANN), tal como as que foram treinadas para o caso de estudo, e cujos aspectos construtivos e de avaliação de desempenho em termos de precisão se descrevem no Capítulo 3 e Capítulo 5. Esta opção resulta do facto de as ANN consistirem num tipo de estrutura de AA que já demonstrou, em muitos dos trabalhos de investigação que se podem encontrar na literatura, ser a vencedora em termos da qualidade com que efectua a avaliação de segurança dinâmica de um sistema eléctrico. Tal como se pode comprovar pelos resultados apresentados no Capítulo 5, esta conclusão foi também obtida no presente trabalho uma vez que, para o problema de segurança em análise, os erros de previsão fornecidos pelas ANN demonstraram ser menores do que os fornecidos pelos restantes tipos de estruturas de AA treinadas (nomeadamente, a regressão linear simples e a estrutura híbrida que resulta de uma árvore de regressão com funções de regressão linear nas folhas).

Se um cenário de operação for classificado como inseguro pelas ANN que realizam monitorização de segurança dinâmica, na metodologia desenvolvida, propõe-se que sejam obtidas sugestões para as medidas de controlo preventivo a tomar, através da resolução de um problema de programação linear no qual a avaliação de segurança dinâmica é efectuada por modelos de regressão linear (LRM). No sentido de maximizar a precisão com que a avaliação de segurança é feita neste problema de optimização, sugere-se que se utilizem os LRM que tenham sido treinados nas folhas de uma árvore de regressão (modelo híbrido denominado, no presente trabalho, árvores de regressão linear). Os aspectos construtivos dos LRM e das árvores de regressão linear descrevem-se devidamente no Capítulo 3. No Capítulo 5 podem encontrar-se os resultados obtidos, em termos da avaliação de desempenho obtida por este tipo de estruturas, por aplicação ao caso da rede interligada de teste que se descreve no Capítulo 4. A estratégia de adoptar, na metodologia proposta, estruturas de segurança do tipo linear, teve como objectivo possibilitar a criação de modelos de optimização do tipo linear e assim obter todas as vantagens que resultam de se poder aplicar o método *Simplex*, quer em termos de tempos de cálculo, quer em termos da capacidade de fornecer o óptimo global. Para a obtenção de uma descrição mais detalhada das vantagens que resultam de se poder utilizar modelos de programação linear sugere-se a leitura do Anexo 3.

Como medidas de controlo preventivo a implementar no sistema, no presente trabalho consideraram-se os seguintes tipos de acções:

- alterações ao nível da solução de despacho (i.e., da produção das máquinas convencionais e eólicas que se encontram em serviço na área de controlo em análise, podendo ou não ser incluídas modificações do balanço de potências trocadas nas interligações com áreas de controlo vizinhas);
- alterações ao nível do escalonamento de grupos (i.e., acções de ligação/desligação de máquinas convencionais e eólicas).

Definiu-se, como objectivo do problema de optimização, a minimização das alterações que será necessário efectuar, de modo a que um cenário inseguro passe a ser classificado como seguro, reflectindo-se este propósito na função objectivo criada. Com o mesmo objectivo, na metodologia proposta adoptou-se a estratégia de tentar inicialmente encontrar uma solução que

realizasse alterações apenas ao nível do despacho, passando para a resolução do problema de optimização com medidas de controlo sucessivamente mais abrangentes, apenas no caso de não ter sido encontrada, até então, uma solução. O algoritmo de controlo preventivo consistiu, assim, na aplicação sucessiva de variantes do problema de optimização linear de base implementado, por uma ordem de mérito pré-estabelecida, terminando o processo logo que seja encontrada uma solução segura para o cenário de operação em análise. Com esta abordagem pretendeu maximizar-se o desempenho do algoritmo em termos dos seguintes critérios:

- tempo de cálculo;
- taxa de sucesso (definida pela razão entre o nº de cenários para os quais o algoritmo consegue encontrar uma solução e o nº total de cenários analisados);
- qualidade das medidas sugeridas (a qual é medida pelo valor da função objectivo a minimizar).

Atendendo ao menor erro de previsão introduzido pelas ANN, optou-se por incluir, no algoritmo controlo preventivo, algumas variantes do problema de optimização que resultam da substituição das estruturas de segurança do tipo linear por ANN. Esta implementação teve como objectivo a obtenção de uma maior taxa de sucesso do algoritmo. Efectivamente, comparando a hipótese de resolver o problema de optimização que considera estruturas de segurança do tipo linear, com a hipótese de resolver o mesmo problema, mas com ANN como estruturas de segurança, pode afirmar-se à partida que esta segunda abordagem terá como vantagem incluir uma caracterização mais completa da segurança dinâmica do sistema. Como se verá pelos resultados apresentados no presente capítulo, esta propriedade poderá, em algumas situações, permitir encontrar medidas de controlo para cenários de operação que não tenham solução através da resolução do problema de optimização que considera estruturas de segurança do tipo linear.

Contudo, atendendo ao tipo de estrutura de uma ANN (arquitectura com elevado grau de interconexão entre unidades que, por sua vez, incluem funções não lineares), qualquer problema de optimização que inclua uma ANN como restrição funcional corresponderá a um modelo de programação não linear, sendo por isso necessário adoptar métodos de resolução menos “eficientes” que o método *Simplex*. Esta consiste numa desvantagem da abordagem de utilizar ANN como estruturas de segurança, uma vez que a resolução do problema de

optimização fornecerá maiores tempos de cálculo, podendo, para algumas configurações de dados, não se tornar viável para aplicações em ambiente de tempo real.

Para além desta desvantagem, atendendo à estrutura altamente não linear de uma ANN, muito provavelmente o domínio de soluções admissíveis do problema de optimização terá vários óptimos locais, não sendo os métodos de optimização utilizados para resolução de problemas não lineares capazes de identificar se a solução encontrada corresponderá a um óptimo local ou global. De facto, baseando-se geralmente em técnicas de gradiente, os métodos de optimização para resolução de problemas não lineares apenas garantem que seja encontrado uma solução óptima (que pode ser local ou global), e isto desde que a trajectória de procura da solução, no domínio de decisão, não passe por nenhum ponto de descontinuidade das funções contidas no vector de gradiente e na ausência de outros tipos de problemas numéricos (como, por exemplo, de perda de convergência ou por terminar de forma antecipada). Como consequência, a resolução de um problema de optimização não linear poderá resultar numa solução que seja apenas viável (não correspondendo por isso a um óptimo local ou global), podendo mesmo falhar em obter numa solução viável quando esta existe. Esta consiste na segunda desvantagem da abordagem de resolver o problema de optimização com recurso a ANN para realizar avaliação de segurança.

Da análise da literatura da especialidade, verificou-se que em [70] se publicaram os primeiros trabalhos de investigação onde se propôs a utilização de modelos funcionais de AA para a implementação de algoritmos que sugerissem medidas de controlo preventivo para garantir a segurança dinâmica de operação de sistemas eléctricos. Nestes trabalhos, a avaliação de segurança incidiu sobre problemas de estabilidade transitória, tendo-se recorrido a técnicas de reconhecimento de padrões para a construção de modelos funcionais de AA que fossem capazes de classificar o sistema como “estável/instável”. Como medidas de controlo preventivo, nesse trabalho propôs-se a realização de troca de potências activas entre dois alternadores, sendo o valor de potência a permutar determinado através de sensibilidades fornecidas pelo classificador de segurança em conjunto com um processo iterativo baseado em tentativas. Segundo [72], dado o carácter iterativo do método proposto, esta abordagem apresentava um esforço de cálculo considerável.

Em [71] e [72] podem encontrar-se outros trabalhos de investigação onde também se propôs a utilização de técnicas de reconhecimento de padrões para a obtenção de medidas de controlo preventivo relativas a problemas de estabilidade transitória. Segundo a abordagem proposta em [71], o classificador de segurança é utilizado para a integração de restrições adicionais num problema de despacho económico. Desta forma, as medidas de controlo preventivo consistem nas modificações que ocorrem ao nível da solução de despacho, por resolução do problema de optimização com as restrições de segurança adicionais. Segundo a metodologia proposta em [72], as medidas de controlo preventivo traduzem-se na troca de potência activa entre alternadores em serviço, sendo a escolha das máquinas, entre as quais ocorre uma permuta de potência, feita por aplicação de um procedimento expedito especialmente concebido para resolver problemas de estabilidade transitória. Para além de expedito, a obtenção de medidas de controlo foi efectuada, neste trabalho, através de um procedimento sistemático, tendo-se evitado recorrer a qualquer solução iterativa (como a solução proposta em [70]) com o objectivo de reduzir os tempos de cálculo. Neste processo, a quantidade de potência trocada entre máquinas era calculada de forma determinística, recorrendo-se à informação contida em estruturas de segurança treinadas com base na técnica de reconhecimento de padrões denominada discriminante linear de Fisher.

A obtenção de medidas de controlo preventivo, através da realização de redespacho entre máquinas convencionais para evitar problemas de estabilidade transitória, foi também sugerida nos trabalhos publicado em [73], nos quais se propôs a aplicação de redes neuronais artificiais (ANN). A metodologia proposta baseia-se na capacidade das ANN proporcionarem um meio simples e eficaz para o cálculo das derivadas da saída (i.e., do índice de segurança y) em relação a cada entrada (i.e., a cada variável do conjunto \mathbf{x} que define as condições de operação do sistema). Esta capacidade permite que se implementem algoritmos que fornecem medidas de controlo preventivo, recorrendo à aplicação de métodos de optimização que se baseiam em técnicas de gradiente, nos quais o gradiente é fornecido pelas ANN. Segundo esta abordagem, no caso do limiar de segurança ser definido por um valor mínimo para y , o objectivo do método de optimização consiste em alterar \mathbf{x} para maximizar y (ou minimizar y no caso do limiar de segurança ser definido por um valor máximo), parando o processo logo que y se encontre dentro da gama de valores considerada segura.

Em [74], os mesmos autores estenderam a metodologia proposta em [73] para a obtenção de medidas de controlo preventivo que garantissem a segurança dinâmica de operação do sistema eléctrico face à ocorrência de mais do que uma perturbação. Explica-se ainda como incluir, no processo de busca das medidas de controlo, critérios de minimização dos custos de produção das máquinas convencionais. Em ambos os trabalhos, a metodologia proposta requer que todas as variáveis de entrada das ANN (nas quais se incluem as variáveis de controlo) sejam independentes entre si. Como domínio das variáveis de controlo, considerou-se a não violação da equação de equilíbrio para as potências activas (produção = consumo) e dos limites mínimo e máximo de produção das máquinas convencionais.

Em [75], a filosofia proposta em [73] e [74] foi aplicada para a obtenção de medidas de controlo preventivo para o caso particular das redes eléctricas isoladas que exploram elevadas penetrações de produção eólica. Tal como já se explicou na secção 2.3.1.2 do Capítulo 2, este trabalho desenvolveu-se no âmbito do projecto MORECARE com o objectivo de evitar problemas de estabilidade da frequência, através da realização do seguinte tipo de acções: troca de potência activa entre as máquinas convencionais em serviço e ligação/desligação de geradores eólicos. Como inovação em relação à metodologia de controlo proposta em [73] e [74], nos trabalhos apresentados em [75] optou-se por permitir a consideração de dependências entre as variáveis de entrada das ANN treinadas, com o objectivo de minimizar o erro das previsões fornecidas por estas estruturas de segurança. Como consequência, na implementação do processo de busca das medidas de controlo através de técnicas de gradiente, foi necessário adoptar procedimentos específicos para a consideração dessas dependências, os quais se encontram devidamente descritos em [75].

Em [76], e no contexto do problema de segurança das redes eléctricas isoladas com elevada penetração de produção eólica, propôs-se a aplicação de um método heurístico e iterativo que se baseia na utilização das regras interpretáveis fornecidas por árvores de decisão, para incluir restrições de segurança dinâmica no cálculo de despacho económico. Esta metodologia foi desenvolvida para evitar problemas de estabilidade da frequência através da realização de redespacho de potências activas entre as máquinas convencionais que se encontrem em serviço. Em termos gerais, a metodologia proposta funciona da seguinte forma:

- O despacho é inicialmente calculado sem restrições de segurança, sendo a árvore de decisão utilizada para classificar a segurança dinâmica da solução de despacho proposta.

- Se essa solução corresponder a uma folha da árvore de decisão que classifique o sistema como “seguro”, então a solução de despacho é aceite.
- Caso contrário, a interpretabilidade da estrutura em árvore é utilizada para fixar o valor de produção de potência activa de uma unidade de geração, sendo calculado um novo despacho para as restantes unidades de geração de modo a que se assegure o consumo, a menos da produção fixada. Este processo será repetido, até que a solução de despacho encontrada atinja uma folha da árvore de decisão que classifique o sistema como “seguro”.

Com a metodologia de controlo preventivo que se sugere no trabalho da presente tese, pretende apresentar-se a existência de um processo, de implementação simples e eficaz, para o fornecimento de medidas de controlo preventivo, no sentido de evitar problemas de sobrecarga temporária que possam ocorrer, durante o regime quasi-estacionário de pós-perturbação, nos ramos de transmissão de uma área de controlo de um sistema interligado, na sequência da ocorrência de perturbações que envolvam perdas de produção na área de controlo em análise. No procedimento desenvolvido, a segurança dinâmica do sistema é avaliada mediante o pressuposto de que, durante o período de pós-perturbação em análise, o sistema eléctrico estará apenas sujeito às acções de controlo automático do sistema, não sendo consideradas quaisquer acções de carácter manual.

Tal como se poderá constatar pela descrição feita mais à frente neste capítulo, esta metodologia tem como base a resolução sucessiva de modelos de programação linear, recorrendo para isso ao método clássico *Simplex*, que é disponibilizado em diversos pacotes de software. Esta abordagem poderá ser aplicada desde que os modelos de aprendizagem automática que tenham sido treinados para realizar avaliação de segurança dinâmica e que resultam numa estrutura de segurança do tipo linear (como os modelos de regressão linear e árvores de regressão linear que se treinaram no presente trabalho) forneçam erros de previsão de valor aceitável. Tal como se pode comprovar pelos resultados apresentados no Capítulo 5, esta condição foi observada aquando da aplicação ao problema de segurança em análise, tendo-se observado uma redução dos erros de previsão fornecidos pelos modelos de regressão linear, no caso de estes modelos serem treinados nas folhas de uma árvore de regressão (i.e., no caso da estrutura de segurança consistir numa árvore de regressão linear).

No sentido de se obter uma maior taxa de sucesso do algoritmo de optimização, propõe-se que se inclua ainda a resolução de alguns modelos de programação linear com inteiros e, por último, a resolução de alguns modelos de programação não linear.

Contrariamente ao que acontece na abordagem seguida nos trabalhos que se apresentam em [73], [74] e [75], a metodologia proposta no presente trabalho não exige que se adoptem procedimentos específicos para a integração, no algoritmo de optimização, de restrições funcionais ou de dependências entre variáveis de controlo.

Em termos de taxa de sucesso, não será possível comparar os resultados obtidos por aplicação da metodologia proposta com o de outras metodologias de fornecimento de medidas de controlo preventivo, por haver falta de informação relativamente a esta propriedade nas publicações existentes sobre esta matéria.

A metodologia de controlo preventivo desenvolvida no presente trabalho descreve-se, em mais pormenor, nas secções 6.2 e 6.3 do presente capítulo. Na secção 6.4 apresentam-se os resultados obtidos por aplicação ao problema de segurança estudado para a rede interligada de teste considerada (que se descreve no Capítulo 4).

Para uma total compreensão do presente capítulo sugere-se a leitura do Anexo 3, onde se faz uma descrição sob o ponto de vista da formulação matemática, propriedades e métodos de resolução, dos modelos gerais de optimização utilizados, nomeadamente dos seguintes:

- Modelo de programação linear;
- Modelo de programação não linear;
- Modelo de programação com inteiros;
- Modelo de programação por metas.

No Anexo 4 descrevem-se algumas propriedades dos métodos de optimização que foram utilizados para resolver os problemas de optimização formulados:

- Método *Simplex*, implementado por John Watson e Daniel Fylstra [77], para a resolução de modelos de programação linear;
- Algoritmo que se baseia em técnicas de gradiente, denominado GRG2 (*Generalized Reduced Gradient 2*), implementado por Leon Lasdon e Allan Waren [77][78][79], para a resolução de modelos de programação não linear;

- Algoritmo que recorre à técnica de *Branch-and-Bound* (B&B), implementado por John Watson e Daniel Fylstra [77], para a resolução de modelos de programação com inteiros. No caso do problema sem as restrições de inteiros ser do tipo linear, este algoritmo recorre à técnica de B&B em conjunto com o método *Simplex*. Nos restantes casos, recorre à técnica de B&B em conjunto com o algoritmo GRG2.

6.2 PROBLEMA DE OPTIMIZAÇÃO

6.2.1 Considerações Gerais

Em termos gerais, a formulação matemática do problema de optimização de base implementado é definido como:

$$\min: f(\mathbf{x}) = \sum_{\forall i} |x_i - x_i^0| \quad (6.1)$$

$$\text{sujeito a: } x_i \in X_i; \forall i \quad (6.2)$$

$$fs(\mathbf{x})_k \leq I(120s)_k^{max}; \forall k \quad (6.3)$$

onde

x_i : variável de controlo i ;

x_i^0 : valor inicial da variável de controlo i ;

$fs(\mathbf{x})_k$: estrutura de segurança que prevê $I(120s)_k$ (a intensidade de corrente no ramo k aos 2 minutos após a ocorrência de uma determinada perturbação);

$I(120s)_k^{max}$: valor máximo permitido para $I(120s)_k$.

Supõe-se que o problema parte de um cenário de operação inicial do sistema, $\mathbf{x} = \mathbf{x}^0$, classificado como inseguro pelas ANN integradas num módulo de monitorização de segurança dinâmica. Violando alguma das k restrições de segurança, ou seja, provocando $fs(\mathbf{x}^0)_k > I(120s)_k^{max}$ para algum dos ramos de transmissão k , o cenário \mathbf{x}^0 não corresponderá a uma solução viável. Sendo esta situação detectada por ANN, o algoritmo de

optimização iniciará um processo de busca de uma nova solução \mathbf{x} segura, que minimize as alterações efectuadas em relação às do cenário inicial \mathbf{x}^0 . Para atingir este objectivo, no problema de optimização implementado optou-se por minimizar o somatório do módulo dos desvios entre x_i e x_i^0 , ou seja, por minimizar $\sum_{\forall i} |x_i - x_i^0|$. Esta escolha residiu no facto de esta função ser facilmente transformável numa função linear, através da formulação do problema como sendo de programação por metas no qual a meta corresponde a x_i^0 .

Nesta formulação, cada variável de controlo x_i corresponde a uma variável de decisão do problema de optimização. Atendendo ao tipo de acções de controlo consideradas, de redespacho e/ou reescalonamento de grupos, como variáveis de controlo adoptaram-se as seguintes condições de operação da área de controlo em análise:

- Im_p – importação obtida da área de controlo vizinha;
- Nc_i – nº de máquinas em operação em cada gerador convencional equivalente i ;
- Pc_i – produção de activa em cada gerador convencional equivalente i ;
- Nw_j – nº de máquinas em operação em cada gerador eólico equivalente j ;
- Pw_j – potência mecânica desenvolvida em cada gerador eólico equivalente j .

Note-se que um gerador equivalente corresponde a um conjunto de máquinas que tenham iguais características técnicas e que estejam em serviço na mesma central. Tal como já se explicou no Capítulo 3, este tipo de agregação permite reduzir a dimensão do problema, sem que ocorra perda de informação relevante para caracterizar a segurança de operação do sistema eléctrico.

As estruturas de segurança, $fs(\mathbf{x})$, para além de dependerem das variáveis de controlo, \mathbf{x} , poderão ter ainda como entrada outras condições de operação que tenham sido definidas, durante processo de selecção de características, como relevantes para caracterizar a segurança de operação do sistema eléctrico.

Para além das restrições de segurança dinâmica que se representam pela equação (6.3), as restrições de domínio das variáveis de decisão que se representam pela equação (6.2)

correspondem, essencialmente, a funções do tipo $x_i^{min} \leq x_i \leq x_i^{max}$ e à equação de equilíbrio para as potências activas (produção = consumo).

Sendo as estruturas de segurança, $f_s(\mathbf{x})$, representadas por estruturas de AA do tipo linear (LRM ou árvore de regressão linear), o problema de optimização atrás descrito consistirá num modelo de programação linear, desde que se considerem as devidas alterações para formular o problema como sendo de programação por metas. No caso das estruturas de segurança serem representadas por ANN, tal como já se explicou, o problema passará a ser do tipo não linear. No caso de se pretender considerar alterações ao nível do escalonamento de grupos, então poderá haver necessidade de se definir algumas variáveis de decisão como sendo do tipo inteiro (nomeadamente, para N_c e N_w), passando o problema a ser do tipo de programação com inteiros.

6.2.2 Função Objectivo

Seguindo a estratégia descrita na secção anterior, como função objectivo, considerou-se:

$$\min: f(\mathbf{x}) = \left| Im p - Im p^0 \right| + \sum_{i=1}^{nc} \left| Pc_i - Pc_i^0 \right| + \sum_{j=1}^{nw} \left| Pw_j - Pw_j^0 \right| + \sum_{i=1}^{nc} \left(SR_i - SR_i^0 \right)_{if \quad SR_i > SR_i^0} \quad (6.4)$$

com $SR_i = N_{c_i} \times Pc_{i,ind}^{max} - Pc_i$ e $SR_i^0 = N_{c_i}^0 \times Pc_{i,ind}^{max} - Pc_i^0$, e onde

- $Im p^0$, Pc_i^0 , Pw_j^0 e $N_{c_i}^0$: valor inicial das variáveis de controlo;
- nc : nº de geradores convencionais equivalentes nos quais é permitido realizar alterações do nº de máquinas em operação e/ou do valor de produção;
- nw : nº de geradores eólicos equivalentes nos quais é permitido realizar alterações do nº de máquinas em operação e/ou do valor de potência mecânica desenvolvida;
- $Pc_{i,ind}^{max}$: limite técnico máximo da produção de potência activa em regime permanente, para cada máquina individual do gerador convencional equivalente i .

Na função objectivo que se apresenta na equação (6.4), os desvios a minimizar medem-se em MW. O primeiro termo e os dois primeiros somatórios medem as alterações realizadas ao nível da importação e do despacho (i.e., as alterações ao nível de Imp , Pc e Pw).

Relativamente à medição das alterações efectuadas ao nível de Nw_j (i.e., do nº de máquinas em operação em cada gerador eólico equivalente j), considerou-se que estas se encontram implícitas no termo $|Pw_j - Pw_j^0|$, uma vez que, a menos de uma pequena gama de valores, para se alterar Pw_j será necessário alterar Nw_j .

No caso das alterações efectuadas ao nível de Nc_i (i.e., do nº de máquinas em operação em cada gerador convencional equivalente i), partiu-se do pressuposto que o termo $|Pc_i - Pc_i^0|$ nem sempre é capaz de medir este tipo de alterações, uma vez que as modificações provocadas, pela variação de Nc_i , nos limites técnicos de produção do gerador equivalente poderão não implicar uma modificação de Pc_i . Assim, tendo-se neste trabalho considerado importante penalizar a ligação de novas unidades nos geradores convencionais equivalentes, na função objectivo introduziu-se ainda o último somatório que se apresenta na equação (6.4), e que representa o aumento de reserva girante (SR) em cada gerador convencional equivalente. Note-se que nas situações em que não se permitiu efectuar alterações ao nível do escalonamento de grupos, o que se especificou retirando $Nc_i (\forall i)$ do vector de variáveis de controlo, então o último termo da função objectivo foi eliminado por deixar de fazer sentido.

Nas situações em que se utilizaram restrições de segurança do tipo linear, a função objectivo atrás descrita foi formulada como correspondendo a um modelo de programação por metas, passando a equação (6.4) a ter a seguinte forma:

$$\min: f(\mathbf{x}) = (d_{Imp}^+ + d_{Imp}^-) + \sum_{i=1}^{nc} (d_{Pc_i}^+ + d_{Pc_i}^-) + \sum_{j=1}^{nw} (d_{Pw_j}^+ + d_{Pw_j}^-) + \sum_{i=1}^{nc} (d_{SR_i}^+) \quad (6.5)$$

onde

- (d_{Imp}^+, d_{Imp}^-) : desvios, positivo e negativo, do valor de Imp em relação a Imp^0 ;
- $(d_{Pc_i}^+, d_{Pc_i}^-)$: desvios, positivo e negativo, do valor de Pc_i em relação a Pc_i^0 ;

- $\left(d_{Pw_j}^+, d_{Pw_j}^- \right)$: desvios, positivo e negativo, do valor de Pw_j em relação a Pw_j^0 ;
- $\left(d_{SR_i}^+, d_{SR_i}^- \right)$: desvios, positivo e negativo, do valor de SR_i (reserva girante do gerador convencional equivalente i) em relação a SR_i^0 (valor inicial de SR_i).

Para se obter uma correcta modelização do problema de programação por metas, todos os desvios atrás apresentados foram acrescentados ao vector \mathbf{x} das variáveis de decisão, tendo sido necessário incluir ainda as seguintes restrições funcionais:

$$Im\ p - d_{Imp}^+ + d_{Imp}^- = Im\ p^0 \quad (6.6)$$

$$Pc_i - d_{Pc_i}^+ + d_{Pc_i}^- = Pc_i^0; \quad i=1, \dots, nc \quad (6.7)$$

$$Pw_j - d_{Pw_j}^+ + d_{Pw_j}^- = Pw_j^0; \quad j=1, \dots, nw \quad (6.8)$$

$$\underbrace{\left(Nc_i \times Pc_{i,ind}^{max} - Pc_i \right)}_{SR_i} - d_{SR_i}^+ + d_{SR_i}^- = \underbrace{\left(Nc_i^0 \times Pc_{i,ind}^{max} - Pc_i^0 \right)}_{SR_i^0}; \quad i=1, \dots, nc \quad (6.9)$$

onde todos estes desvios terão que ser ≥ 0 e $\in \mathbb{R}$.

6.2.3 Domínio das Variáveis de Controlo

6.2.3.1 Equação de equilíbrio para as potências activas

Como equação de equilíbrio para as potências activas, pretendeu garantir-se o balanço entre a potência activa produzida, importada e consumida, na área de controlo em análise, ou seja garantir que:

$$\sum_{i=1}^{nc^{tot}} Pc_i + \sum_{j=1}^{nw^{tot}} Pw_j + Im\ p = P_{load,ac} \quad (6.10)$$

onde

- nc^{tot} : nº total de geradores convencionais equivalentes da área de controlo;
- nw^{tot} : nº total de geradores eólicos equivalentes da área de controlo;
- $P_{load,ac}$ (MW): consumo activo total da área de controlo (a menos da produção de aproveitamentos de pequena dimensão que não tenham sido considerados para caracterizar a segurança do sistema, como os de cogeração e mini-hídricas).

Esta restrição funcional foi introduzida, no problema de optimização implementado, através da seguinte equação:

$$Im\ p + \sum_{i=1}^{nc} Pc_i + \sum_{j=1}^{nw} Pw_j = Im\ p^0 + \sum_{i=1}^{nc} Pc_i^0 + \sum_{j=1}^{nw} Pw_j^0 \quad (6.11)$$

Tal como já se explicou devidamente no Capítulo 3, por questões de simplicidade de implementação do algoritmo de controlo preventivo, nesta equação desprezam-se as perdas de Joule na rede. Mediante este pressuposto, foi possível interpretar a variável de controlo $Im\ p$ como o valor de importação que verifica a equação (6.10), e não como o que resulta de um cálculo de trânsito de potências, situação esta que inviabilizaria a aplicação do algoritmo de controlo preventivo em ambiente de tempo real.

6.2.3.2 Limites, mínimo e máximo, para as variáveis de controlo

Relativamente às restrições funcionais do tipo $x_i^{min} \leq x_i \leq x_i^{max}$, os limites, mínimo e máximo foram definidos da seguinte forma:

- Na modificação de $Im\ p$, não deverá ser violada a gama de valores definida por um valor mínimo de $Im\ p^{min}$ e máximo de $Im\ p^{max}$. Na aplicação ao caso de estudo, nesta definição optou-se por impor um limite para a variação relativa de $Im\ p$ em relação ao seu valor inicial, sendo este limite definido por um parâmetro $IM \in [0;1]$ (correspondendo $IM = 1$ a 100% de variação e $IM = 0$ a nenhuma variação).
- Na modificação de Nc_i , não deverá ser violada a gama de valores pré-especificada por um valor mínimo Nc_i^{min} e máximo Nc_i^{max} .
- Na modificação de Pc_i , não deverão ser ultrapassados os limites técnicos de cada máquina individual do gerador equivalente, definidos por $Pc_{i,ind}^{min}$ e $Pc_{i,ind}^{max}$;
- Na modificação de Nw_j , apenas é permitido que o seu valor diminua. No caso do gerador eólico se encontrar em serviço, o nº de máquinas em funcionamento não deverá violar um limite mínimo definido por Nw_j^{min} . Esta definição resultou do cuidado de não

deixar que o domínio de valores admissíveis para as variáveis de controlo ultrapassasse a gama de valores contida no conjunto de dados utilizado para o treino das estruturas de segurança. Caso tal não fosse garantido, correr-se-ia o risco de se obterem previsões de segurança com erros elevados. Não se considerou a possibilidade de ligar geradores eólicos, por se supor que se estes não estão à partida ligados, essa situação dever-se-á a alguma restrição de carácter técnico ou operacional que não será possível contornar (por exemplo, por falta de vento, acções de manutenção ou avaria da máquina).

- Na modificação de Pw_j , apenas é permitido que o seu valor diminua, sendo, no entanto, imposto um limite técnico mínimo para o regime de carga do gerador eólico equivalente, definido pelo parâmetro rc_j^{min} . Note-se que, para cada gerador eólico equivalente j que esteja a desenvolver a potência mecânica Pw_j como resultado de representar Nw_j máquinas em serviço de potência nominal $Pw_{j,ind}^{nom}$, considera-se que o regime de carga do equivalente é dado por $rc_j = Pw_j / (Nw_j \times Pw_{j,ind}^{nom})$. Na acção de diminuição de Pw_j , é ainda imposto um limite para a variação relativa do regime de carga rc_j em relação ao seu valor inicial rc_j^0 , sendo este definido pelo parâmetro $WM_j \in [0; 1]$. Com os limites mínimos definidos por rc_j^{min} e WM_j , pretende-se modelizar as restrições técnicas que possam existir ao se realizar o controlo da potência mecânica dos geradores eólicos. Não se considerou a possibilidade de efectuar aumentos do regime de carga nos geradores eólicos, por se supor que, à partida estas máquinas já se encontram com o maior regime de carga permitido pelas condições de vento no local.

De acordo com as consideradas atrás descritas, neste modelo de optimização são permitidas as seguintes acções de controlo:

$$Im\ p \nearrow; Nc_i \nearrow; Pc_i \nearrow; Nw_j \searrow \text{ e } Pw_j \searrow \text{ (para } i=1, \dots, nc \text{ e } j=1, \dots, nw \text{)}$$

desde que não sejam violados os limites definidos pelas seguintes restrições funcionais:

$$Im\ p^0 \times (1 - IM) \leq Im\ p \leq Im\ p^0 \times (1 + IM) \quad (6.12)$$

$$Nc_i^{min} \leq Nc_i \leq Nc_i^{max}; \quad i=1, \dots, nc \quad (6.13)$$

$$Nc_i \times Pc_{i,ind}^{min} \leq Pc_i \leq Nc_i \times Pc_{i,ind}^{max}; i=1, \dots, nc \quad (6.14)$$

$$\left(\text{if } \{Nw_j^0 = 0\} \text{ then } \{0\} \text{ else } \{Nw_j^{min}\} \right) \leq Nw_j \leq Nw_j^0; j=1, \dots, nw \quad (6.15)$$

$$\max \{rc_j^{min}; rc_j^0 \times (1 - WM_j)\} \times Pw_j^{nom} \leq Pw_j \leq rc_j^0 \times Pw_j^{nom}; j=1, \dots, nw \quad (6.16)$$

$$\text{onde } Pw_j^{nom} = Nw_j \times Pw_{j,ind}^{nom} \text{ e } rc_j^0 = Pw_j^0 / (Nw_j^0 \times Pw_{j,ind}^{nom})$$

6.2.3.3 Restrições de segurança dinâmica

No presente trabalho, para testar o desempenho dos modelos de programação linear criados, as restrições de segurança dinâmica exploradas consistiram em modelos de regressão linear (LRM). Nesta situação, para uma perturbação pré-especificada, no modelo de optimização incluíram-se restrições de segurança do tipo:

$$LRM(\mathbf{x})_k \leq I(120s)_k^{max}; k = 1, \dots, nr \quad (6.17)$$

onde:

- nr : número de ramos de transmissão para os quais se pretende realizar avaliação de segurança dinâmica atendendo à perturbação considerada;
- $I(120s)_k^{max}$ (A): valor que define o limiar de segurança para sobrecargas temporárias no ramo de transmissão k .

Os aspectos construtivos dos LRM utilizados, aquando da aplicação ao caso de estudo da rede interligada de teste, encontram-se devidamente descritos no Capítulo 3 e Capítulo 5. Relembre-se que para evitar problemas de escala, os LRM foram treinados com valores normalizados das variáveis de entrada e de saída. Este procedimento implicou que, no cálculo das previsões fornecidas pelos LRM, fosse necessário realizar uma normalização de cada uma das variáveis de entrada e uma desnormalização dos valores fornecidos pelos LRM. Tendo-se optado, no presente trabalho, por realizar uma normalização que resulte num valor médio nulo e desvio padrão de 1, então facilmente se pode demonstrar que estas funções de avaliação de segurança se mantêm lineares.

Saliente-se que, no caso de se optar por incluir os LRM que tenham sido treinados nas folhas de uma árvore de regressão (RT), ou seja árvores de regressão lineares, então para realizar a avaliação de segurança de cada ramo de transmissão k , para cada perturbação pré-especificada, deveria ser incluída uma árvore de regressão linear. Em termos funcionais, esta

estrutura consiste num conjunto de LRM (um por cada folha da RT), sendo cada um destes modelos precedido por uma função condicional do tipo *if-then-else* (para modelizar a estrutura da RT). Tal como já se salientou devidamente na secção 3.5.1.3 do Capítulo 3, nesta situação as RT utilizadas deverão ter resultado de um processo de treino no qual as variáveis de entrada consideradas não sejam função das variáveis de decisão do problema de optimização. Caso contrário, as regras condicionais do tipo *If-Then-Else*, em que a árvore de regressão se traduziria, poderiam introduzir descontinuidades no domínio de soluções admissíveis do problema de optimização, descontinuidades estas que poderiam tornar o domínio de soluções como não convexo e, como consequência, não linear.

Nas situações em que a avaliação de segurança dinâmica foi efectuada através de ANN, então, para cada perturbação pré-especificada, foram incluídas restrições do tipo:

$$ANN(\mathbf{x})_k \leq I(120s)_k^{max}; k = 1, \dots, nr \quad (6.18)$$

Os aspectos construtivos das ANN utilizadas, aquando da aplicação ao caso de estudo da rede interligada de teste, encontram-se devidamente descritos no Capítulo 3 e Capítulo 5. Tal como no caso dos LRM, tendo as ANN sido treinadas com variáveis de entrada e de saída normalizadas, então para se obter um cálculo correcto das previsões fornecidas pelas ANN, foram adoptados os procedimentos adequados, já atrás referidos, de normalização das entradas e de desnormalização das saídas.

6.2.3.4 Outras restrições

Nas situações em que se possibilitou, como medida de controlo, a ligação de máquinas convencionais, considerou-se importante introduzir uma restrição funcional adicional, com o objectivo de evitar que o algoritmo de controlo preventivo sugerisse um cenário de operação que se caracterizasse por ter uma reserva girante de valor excessivo. Esta restrição foi modelizada através da seguinte equação:

$$\sum_{i=1}^{nc^{tot}} \left(Nc_i \times Pc_{i,ind}^{max} - Pc_i \right) \leq SR^{max} \quad (6.19)$$

onde SR^{max} corresponde ao valor máximo permitido para a reserva girante da área de controlo (sendo, por questões de simplicidade do modelo, medida em relação ao limite máximo de produção em regime permanente).

6.2.4 Formulação Matemática

Fazendo um resumo da formulação descrita na secção anterior, nas situações em que se recorreu a LRM, utilizou-se um problema de optimização com a formulação que se descreve na secção 6.2.4.1, o qual corresponde a um modelo de programação linear. Nas situações em que se recorreu a ANN, utilizou-se um problema de optimização com a formulação que se descreve na secção 6.2.4.2, correspondendo a um modelo de programação não linear. Ambas as formulações consideram os parâmetros que se descrevem na secção 6.2.4.3.

Note-se que, no caso de se optar por possibilitar a realização de alterações ao nível do escalonamento de grupos, se as variáveis de controlo Nw_j e Nc_i forem definidas como sendo do tipo inteiro, então os modelos apresentados passam a ser de programação com inteiros. Optando-se por resolver o problema “relaxado”, no qual o valor final encontrado para as variáveis de controlo Nw_j e Nc_i é arredondado para o número inteiro mais próximo, o modelo que utiliza LRM mantém-se como sendo de programação linear. Como desvantagem, nesta situação perde-se a garantia de que a solução encontrada para o modelo que se descreve na secção 6.2.4.1 corresponda ao óptimo global.

6.2.4.1 Modelo de programação linear (com restrições de segurança do tipo linear)

O problema de optimização é definido como:

$$\min: f(\mathbf{x}) = (d_{Imp}^+ + d_{Imp}^-) + \sum_{i=1}^{nc} (d_{Pc_i}^+ + d_{Pc_i}^-) + \sum_{j=1}^{nw} (d_{Pw_j}^+ + d_{Pw_j}^-) + \sum_{i=1}^{nc} (d_{SR_i}^+) \quad (6.20)$$

estando sujeita às seguintes restrições funcionais:

$$Im p + \sum_{i=1}^{nc} Pc_i + \sum_{j=1}^{nw} Pw_j = Im p^0 + \sum_{i=1}^{nc} Pc_i^0 + \sum_{j=1}^{nw} Pw_j^0 \quad (6.21)$$

$$Im p^0 \times (1 - IM) \leq Im p \leq Im p^0 \times (1 + IM) \quad (6.22)$$

$$Nc_i^{min} \leq Nc_i \leq Nc_i^{max}; i=1, \dots, nc \quad (6.23)$$

$$Nc_i \times Pc_{i,ind}^{min} \leq Pc_i \leq Nc_i \times Pc_{i,ind}^{max}; i=1, \dots, nc \quad (6.24)$$

$$\left(\text{if } \{Nw_j^0 = 0\} \text{ then } \{0\} \text{ else } \{Nw_j^{min}\} \right) \leq Nw_j \leq Nw_j^0; j=1, \dots, nw \quad (6.25)$$

$$\max \left\{ rc_j^{min}; rc_j^0 \times (1 - WM_j) \right\} \times Pw_j^{nom} \leq Pw_j \leq rc_j^0 \times Pw_j^{nom}; j=1, \dots, nw \quad (6.26)$$

onde $Pw_j^{nom} = Nw_j \times Pw_{j,ind}^{nom}$ e $rc_j^0 = Pw_j^0 / (Nw_j^0 \times Pw_{j,ind}^{nom})$

$$LRM \left(Im p, Nc_i, Pc_i, Vc_i^0, Nw_j, Pw_j \right)_k \leq I(120s)_k^{max}; k=1, \dots, nr \quad (6.27)$$

$$\sum_{i=1}^{nc^{tot}} \left(Nc_i \times Pc_{i,ind}^{max} - Pc_i \right) \leq SR^{max} \quad (6.28)$$

$$Im p - d_{Imp}^+ + d_{Imp}^- = Im p^0 \quad (6.29)$$

$$Pc_i - d_{Pc_i}^+ + d_{Pc_i}^- = Pc_i^0; i=1, \dots, nc \quad (6.30)$$

$$Pw_j - d_{Pw_j}^+ + d_{Pw_j}^- = Pw_j^0; j=1, \dots, nw \quad (6.31)$$

$$\underbrace{\left(Nc_i \times Pc_{i,ind}^{max} - Pc_i \right)}_{SR_i} - d_{SR_i}^+ + d_{SR_i}^- = \underbrace{\left(Nc_i^0 \times Pc_{i,ind}^{max} - Pc_i^0 \right)}_{SR_i^0}; i=1, \dots, nc \quad (6.32)$$

Neste modelo, o vector de variáveis de decisão, \mathbf{x} , é composto por:

- $Im p$ (MW): importação obtida da área de controlo vizinha;
- Nc_i : nº de máquinas em operação no gerador convencional equivalente i ;
- Pc_i (MW): produção de activa do gerador convencional equivalente i ;
- Nw_j : nº de máquinas em operação no gerador eólico equivalente j ;
- Pw_j (MW): potência mecânica desenvolvida pelo gerador eólico equivalente j ;
- (d_{Imp}^+, d_{Imp}^-) : desvios, positivo e negativo, do valor de $Im p$ em relação a $Im p^0$;
- $(d_{Pc_i}^+, d_{Pc_i}^-)$: desvios, positivo e negativo, do valor de Pc_i em relação a Pc_i^0 ;
- $(d_{Pw_j}^+, d_{Pw_j}^-)$: desvios, positivo e negativo, do valor de Pw_j em relação a Pw_j^0 ;
- $(d_{SR_i}^+, d_{SR_i}^-)$: desvios, positivo e negativo, do valor de SR_i (reserva girante do gerador convencional equivalente i) em relação a SR_i^0 (valor inicial de SR_i).

onde

$$Im p \in \mathbb{R} \quad (6.33)$$

$$Nc_i \in \mathbb{Z} \text{ e } Pc_i \in \mathbb{R}; \text{ para } i=1, \dots, nc \quad (6.34)$$

$$Nw_j \in \mathbb{Z} \text{ e } Pw_j \in \mathbb{R}; \text{ para } j=1, \dots, nw \quad (6.35)$$

todos os desvios d^+ e $d^- \geq 0$ e $\in \mathbb{R}$

6.2.4.2 Modelo de programação não linear (com ANN como restrições de segurança)

Neste caso, o problema de optimização traduz-se por:

$$\min: f(\mathbf{x}) = \left| Im p - Im p^0 \right| + \sum_{i=1}^{nc} \left| Pc_i - Pc_i^0 \right| + \sum_{j=1}^{nw} \left| Pw_j - Pw_j^0 \right| + \sum_{i=1}^{nc} \left(SR_i - SR_i^0 \right)_{if \quad SR_i > SR_i^0} \quad (6.36)$$

$$\text{onde } SR_i = Nc_i \times Pc_{i,ind}^{max} - Pc_i \text{ e } SR_i^0 = Nc_i^0 \times Pc_{i,ind}^{max} - Pc_i^0$$

estando sujeita às seguintes restrições funcionais:

$$Im p + \sum_{i=1}^{nc} Pc_i + \sum_{j=1}^{nw} Pw_j = Im p^0 + \sum_{i=1}^{nc} Pc_i^0 + \sum_{j=1}^{nw} Pw_j^0 \quad (6.37)$$

$$Im p^0 \times (1 - IM) \leq Im p \leq Im p^0 \times (1 + IM) \quad (6.38)$$

$$Nc_i^{min} \leq Nc_i \leq Nc_i^{max}; \quad i=1, \dots, nc \quad (6.39)$$

$$Nc_i \times Pc_{i,ind}^{min} \leq Pc_i \leq Nc_i \times Pc_{i,ind}^{max}; \quad i=1, \dots, nc \quad (6.40)$$

$$\left(if \left\{ Nw_j^0 = 0 \right\} then \left\{ 0 \right\} else \left\{ Nw_j^{min} \right\} \right) \leq Nw_j \leq Nw_j^0; \quad j=1, \dots, nw \quad (6.41)$$

$$\max \left\{ rc_j^{min}; rc_j^0 \times (1 - WM_j) \right\} \times Pw_j^{nom} \leq Pw_j \leq rc_j^0 \times Pw_j^{nom}; \quad j=1, \dots, nw \quad (6.42)$$

$$\text{onde } Pw_j^{nom} = Nw_j \times Pw_{j,ind}^{nom} \text{ e } rc_j^0 = Pw_j^0 / (Nw_j^0 \times Pw_{j,ind}^{nom})$$

$$ANN \left(P_{load,ac}^0, Nc_i, Pc_i, Vc_i^0, Nw_j, Pw_j \right)_k \leq I(120s)_k^{max}; \quad k=1, \dots, nr \quad (6.43)$$

$$\sum_{i=1}^{nc^{tot}} \left(Nc_i \times Pc_{i,ind}^{max} - Pc_i \right) \leq SR^{max} \quad (6.44)$$

Neste modelo, o vector de variáveis de decisão, \mathbf{x} , é composto por:

- $Im p$ (MW): importação obtida da área de controlo vizinha;
- Nc_i : nº de máquinas em operação no gerador convencional equivalente i ;
- Pc_i (MW): produção de activa do gerador convencional equivalente i ;
- Nw_j : nº de máquinas em operação no gerador eólico equivalente j ;
- Pw_j (MW): potência mecânica desenvolvida pelo gerador eólico equivalente j .

onde

$$Im p \in \mathbb{R} \quad (6.45)$$

$$Nc_i \in \mathbb{Z} \text{ e } Pc_i \in \mathbb{R}; \text{ para } i=1, \dots, nc \quad (6.46)$$

$$Nw_j \in \mathbb{Z} \text{ e } Pw_j \in \mathbb{R}; \text{ para } j=1, \dots, nw \quad (6.47)$$

6.2.4.3 Parâmetros do problema de optimização

Nos modelos de programação descritos nas secções 6.2.4.1 e 6.2.4.2 anteriores, os parâmetros (i.e., os valores constantes) do problema de optimização poderão distinguir-se, por se dividirem nos seguintes dois grupos:

1) Parâmetros que descrevem as condições de operação, na área de controlo em análise, para o cenário de exploração inicial que tenha sido classificado como inseguro, nomeadamente:

- $Im p^0$, Nc_i^0 , Pc_i^0 , Nw_j^0 e Pw_j^0 : valor inicial das variáveis de controlo;
- Vc_i^0 (p.u.): valor de tensão especificado aos terminais do gerador convencional equivalente i .
- $P_{load,ac}^0$ (MW): consumo activo total na área de controlo em análise.

2) Parâmetros gerais da área de controlo em análise:

- nc^{tot} : nº total de geradores convencionais equivalentes da área de controlo;
- nc : nº de geradores convencionais equivalentes nos quais é permitido realizar alterações de Nc e/ou Pc ;
- nw : nº de geradores eólicos equivalentes nos quais é permitido realizar alterações de Nw e/ou Pw ;
- nr : número de ramos de transmissão para os quais se pretende realizar avaliação de segurança dinâmica atendendo à perturbação considerada;
- IM ($\in [0,1]$): valor máximo permitido para a variação relativa de $Im p$ em relação ao seu valor inicial $Im p^0$;
- Nc_i^{min} e Nc_i^{max} : valor mínimo e máximo permitido para Nc_i ;
- $Pc_{i,ind}^{min}$ e $Pc_{i,ind}^{max}$ (MW): os limites técnicos, mínimo e máximo, da produção de potência activa em regime permanente, para cada máquina individual do gerador equivalente i ;
- Nw_j^{min} : valor mínimo permitido para Nw_j , no caso do gerador eólico equivalente j se encontrar em serviço;

- $Pw_{j,ind}^{nom}$ (MW): valor nominal da potência mecânica para cada máquina individual do gerador eólico equivalente j ;
- rc_j^{min} ($\in [0,1]$): valor mínimo permitido para o regime de carga do gerador eólico equivalente j , sendo o regime de carga dado por $rc_j = Pw_j / (Nw_j \times Pw_{j,ind}^{nom})$;
- WM_j ($\in [0,1]$): valor máximo permitido para a variação relativa do regime de carga rc_j do gerador eólico equivalente j em relação ao seu valor inicial rc_j^0 ;
- $I(120s)_k^{max}$ (A): valor máximo permitido para a corrente no ramo de transmissão k , no regime quasi-estacionário (ao fim de 2 minutos) após a ocorrência da perturbação;
- SR^{max} (MW): valor máximo permitido para a reserva girante da área de controlo (sendo medida em relação ao limite máximo de produção em regime permanente).

6.3 ALGORITMO DE CONTROLO PREVENTIVO

Tal como já se explicou, por questões relacionadas com a minimização das acções de controlo a efectuar e a maximização da taxa de sucesso, o algoritmo de controlo preventivo consistiu na aplicação sucessiva de variantes do problema de optimização que se descreve na secção 6.2, com consideração de medidas de controlo progressivamente mais abrangentes, por uma ordem de mérito pré-estabelecida. Este processo termina logo que seja encontrada uma solução segura para o cenário de operação em análise, sendo esta avaliação de segurança feita pelas ANN (por corresponderem às estruturas de segurança de AA que fornecem menores erros de previsão).

Para a definição da ordem de mérito entre variantes do problema de optimização, considerou-se como prioridade máxima a utilização de algoritmos com reduzidos tempos de cálculo, pelo que foi dada preferência à aplicação de problemas de optimização resolúveis pelo método *Simplex*, deixando para segundo plano os que se resolvem por aplicação do algoritmo GRG2. Isto é, foi dada prioridade à aplicação de variantes do modelo de programação linear que se formula na secção 6.2.4.1, que recorre a LRM para incluir restrições de segurança, em detrimento da aplicação de variantes do modelo de programação não linear que se formula na secção 6.2.4.2, que recorre a ANN para incluir restrições de segurança.

Na parte inicial do algoritmo de controlo preventivo implementado, que consiste na resolução sucessiva de modelos de programação linear, as variantes de optimização consideradas resumem-se no esquema da Figura 6.1. Este esquema consiste numa estrutura em árvore binária que indica as particularidades de cada variante aplicada. Cada folha da árvore corresponde a uma variante de optimização, apresentando a designação que será dada a essa variante, na restante parte deste documento. Neste esquema, as variantes apresentam-se pela ordem de mérito considerada para a implementação do algoritmo de controlo preventivo.

Conforme se resume na Figura 6.1, relativamente às medidas de controlo a efectuar, foi dada preferência aos problemas que permitem apenas alterações ao nível do despacho (problemas que se distinguem pela designação “*mcl*”), deixando para segundo plano os

problemas que consideram alterações ao nível do despacho e escalonamento (problemas que se distinguem pela designação “mc2”). Dentro destas preferências, foi primeiro aplicado um problema que não considera alterações da importação (através da consideração, na definição do valor dos parâmetros do problema, que $IM = 0$), deixando para segundo plano a aplicação do problema que considera este tipo de alterações (através da consideração que $IM > 0$).

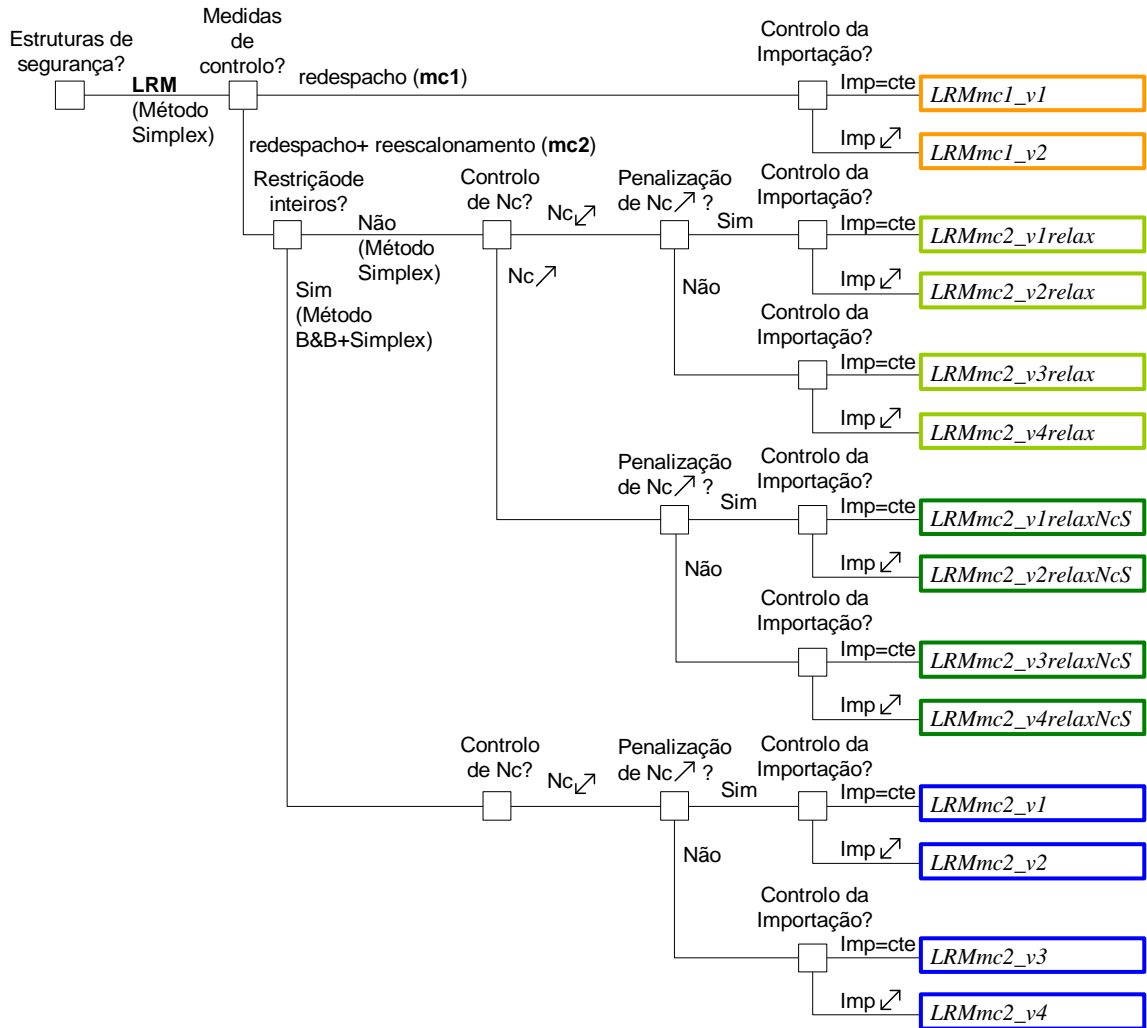


Figura 6.1 – Variantes do modelo de programação linear, pela ordem de mérito definida

No sentido de minimizar os tempos de cálculo, relativamente às variantes de optimização que consideram alterações ao nível do escalonamento de grupos, foi dada prioridade à resolução do problema “relaxado” (no qual o valor final encontrado para as variáveis de decisão N_c e N_w é arredondado para o nº inteiro mais próximo). Tal como se explica no Anexo 3, através da resolução do problema “relaxado” de um modelo de programação linear

com restrições de inteiros, perde-se a garantia de que a solução encontrada corresponda à solução óptima, ou de que seja encontrada uma solução viável quando esta existe. Por esta razão, considerou-se também a resolução do problema com a imposição das variáveis N_c e N_w pertencerem ao domínio dos números inteiros, imposição esta que exige o recurso a algoritmos de maior esforço computacional (no presente trabalho recorreu-se ao algoritmo de B&B em conjunto com o método *Simplex*).

Para além das opções de base que permitem ligar/desligar máquinas convencionais (i.e., que permitem $N_c \leq 1$), nos problemas de optimização “relaxados” incluíram-se ainda variantes de optimização que permitem apenas realizar a ligação de máquinas convencionais (através da consideração, na formulação do modelo, que $N_c^{min} = N_c^0$). Note-se que, apesar de poder ser tecnicamente mais atractivo obter soluções que sugiram a desligação de máquinas convencionais do que soluções que sugiram a ligação de novas máquinas, esta última variante foi introduzida por se ter verificado que permite aumentar, de forma não desprezável, a taxa de sucesso do algoritmo (tal como se verá pela análise dos resultados que se apresentam na secção 6.4, por aplicação do algoritmo ao caso da rede interligada de teste).

Pelas mesmas razões de taxa de sucesso, para além das opções de base que penalizam a ligação de novas máquinas convencionais, incluíram-se também variantes que não realizam este tipo de penalização (através da desactivação do último termo da função objectivo).

Das considerações atrás descritas resultou a aplicação das 14 variantes de optimização que se apresentam na Figura 6.1.

Tal como já se explicou, no sentido de maximizar a taxa de sucesso do algoritmo de controlo preventivo, foram ainda incluídas algumas variantes de optimização, equivalentes às que se apresentam na Figura 6.1, mas que recorrem a ANN para realizar avaliação de segurança dinâmica. Estas variantes resumem-se na Figura 6.2, correspondendo ao modelo de programação não linear cuja formulação se efectua na secção 6.2.4.2.

Tal como no caso da Figura 6.1, na Figura 6.2 estas variantes apresentam-se pela ordem de mérito que foi considerada para aplicação no algoritmo de controlo preventivo, ordem esta que resulta das preferências e considerações já atrás expostas para a situação de aplicação do modelo de programação linear. Como única diferença, na situação de aplicação de modelos de programação não linear não se considerou a hipótese de resolver um modelo de programação

com inteiros. Esta opção resultou de se ter verificado que os tempos de cálculo fornecidos pela resolução deste tipo de problema (no presente trabalho, por aplicação do algoritmo de B&B em conjunto com o algoritmo GRG2) são consideravelmente superiores aos fornecidos pelas restantes variantes de optimização testadas. Para além disso, por aplicação ao problema da rede interligada de teste, verificou-se que a inclusão deste último tipo de modelos não contribui de forma relevante para o aumento da taxa de sucesso do algoritmo de optimização.

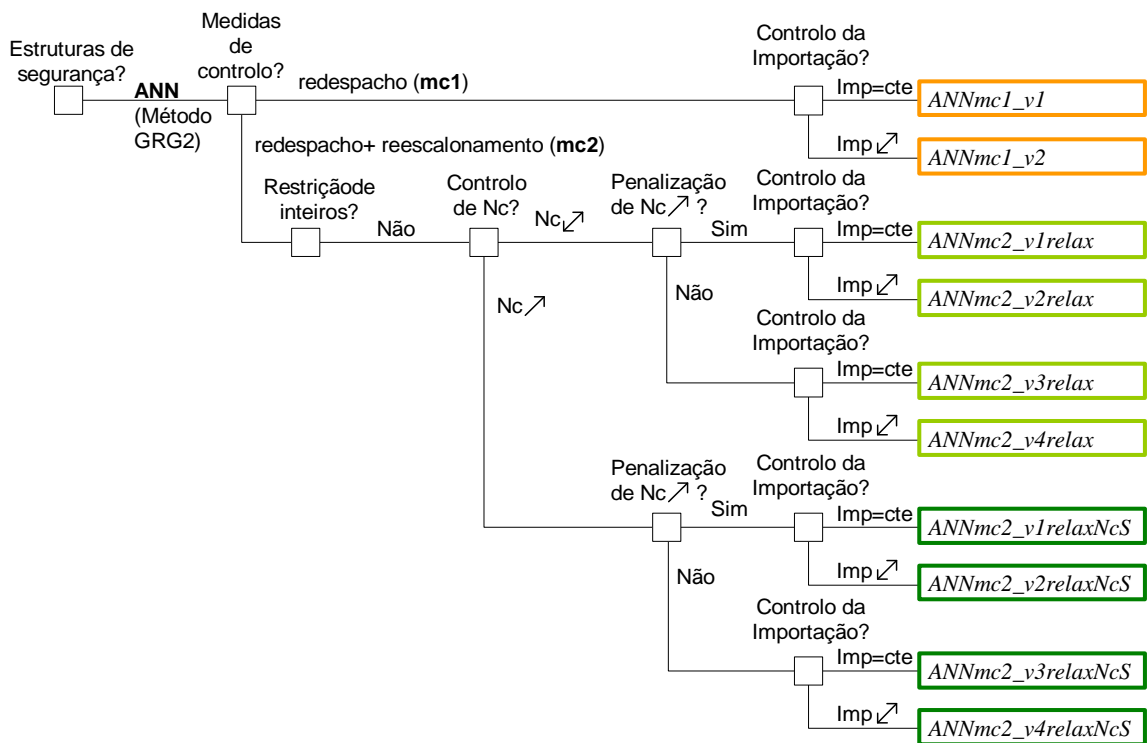


Figura 6.2 – Variantes do modelo de programação não linear, pela ordem de mérito definida

6.4 MEDIDAS DE CONTROLO PREVENTIVO SUGERIDAS PARA UMA REDE INTERLIGADA DE TESTE

Nesta secção apresentam-se os resultados obtidos por aplicação da metodologia definida para obtenção de medidas de controlo preventivo, aos 983 cenários de operação que foram considerados como inseguros para a rede interligada de teste que se descreve no Capítulo 4. Com os resultados apresentados, pretende-se demonstrar a capacidade da metodologia implementada em fornecer medidas de controlo preventivo para áreas de controlo de sistemas eléctricos interligados que se encontrem na eminência de perder a segurança de operação, por ocorrência de problemas de sobrecarga nos ramos durante o regime quasi-estacionário, na sequência de defeitos que levem à perda de elevados volumes de produção eólica.

Esta secção encontra-se organizada da forma que se descreve a seguir. Na secção 6.4.1 é feita a parametrização do algoritmo de controlo preventivo, para aplicação ao problema de segurança da rede interligada de teste. Na secção 6.4.2 apresentam-se os resultados fornecidos por cada uma das variantes de optimização adoptadas para a construção do algoritmo de controlo preventivo. Esta análise é feita em termos de tempos de cálculo, taxa de sucesso e qualidade das medidas de controlo sugeridas, permitindo assim realizar uma avaliação de desempenho comparativa entre as diversas variantes de optimização adoptadas, bem como justificar a ordem de mérito entre estas considerada. Na mesma secção, é feita a análise de desempenho dos resultados fornecidos pelo algoritmo de controlo preventivo que resultou da aplicação das diversas variantes de optimização, pela ordem de mérito pré-definida (que se descreveu na secção 6.3). Na secção 6.4.3, para um cenário de operação considerado de interesse, é feita a validação das medidas de controlo sugeridas pelo algoritmo implementado, nomeadamente através da simulação dinâmica do comportamento do sistema eléctrico na sequência da ocorrência da perturbação em análise.

Todos os testes, relativos aos resultados apresentados, foram realizados num PC com as seguintes características: Sistema operativo Windows XP, Office 2002 SP2, 512 MB de RAM, Pentium IV, 1.7 GHz.

6.4.1 Parametrização do Problema de Optimização para a Rede de Teste

6.4.1.1 Domínio das variáveis de controlo

Para parametrizar o problema de optimização a aplicar à área de controlo 1 da rede interligada de teste que se descreve no Capítulo 4, em todos as variantes de optimização aplicadas, utilizou-se a seguinte configuração de dados:

- Para a importação da área de controlo em análise, nas variantes que permitem alterações do seu valor, optou-se por considerar um domínio de valores admissíveis pouco restritivo através da adopção de $IM = 1$.
- Em termos da alteração do número de máquinas em serviço em cada gerador convencional equivalente da área de controlo, considerou-se que este valor poderá variar entre 0 e o nº de máquinas “instaladas” nesse gerador equivalente. Para as centrais térmicas, restringiu-se a ligação de novas máquinas ao caso das centrais de turbina a gás. Esta parametrização resultou de se ter considerado que os tempos de arranque são, para as centrais de turbina a gás, da ordem de alguns minutos, e para as centrais térmicas do tipo clássico (fuel ou carvão), da ordem de algumas horas.
- Em termos da redução do número de máquinas em serviço em cada gerador eólico equivalente j da área de controlo, para Nw_j^{min} considerou-se o número mínimo de máquinas observado no conjunto de dados gerado, no caso do gerador eólico equivalente j se encontrar em funcionamento.
- Na definição da gama de valores admissíveis para a redução do regime de carga de cada gerador eólico equivalente j que esteja em serviço na área de controlo, considerou-se um regime de carga mínimo de 10%, i.e. $rc_j^{min} = 0.1$. Considerou-se também que será possível obter uma redução máxima de 20% em relação ao seu valor inicial rc_j^0 , ou seja, atribui-se um valor de 0.2 para WM_j .
- Como limiar de segurança a utilizar para monitorizar a segurança dinâmica dos ramos de transmissão que foram identificados como sendo críticos pelo processo de geração de dados (i.e., das 7 linhas de transmissão que se identificam na Figura 4.8 do Capítulo 4),

considerou-se $I(120s)_k^{max} = 1.1 \times I_{z_k}$, sendo I_{z_k} o valor máximo que é admitido em regime permanente para a corrente no ramo k . O valor de I_{z_k} depende da temperatura ambiente, pelo que foi considerado um valor máximo para os cenários de Inverno e um valor mínimo para os cenários de Verão. Com esta configuração de dados, especificou-se a obtenção de acções de controlo preventivo que tornam o valor que a corrente de cada ramo de transmissão tem, 2 minutos após a ocorrência da perturbação, menor ou igual a 110% de carga. Na realidade pretende-se que, durante todo o regime quasi-estacionário, a carga dos ramos não ultrapasse 120%, tendo-se considerado um limiar de 110% como margem de segurança atendendo:

- aos erros de previsão que possam ser fornecidos pelas ANN ou pelos LRM;
 - às falhas de alarme provocadas por situações em que a carga de um ramo seja, aos 2 minutos, inferior a 120%, mas que esteja a sofrer um aumento gradual como resultado da acção dos sistemas de AGC.
- Para os valores de $Pc_{i,ind}^{min}$, $Pc_{i,ind}^{max}$ e $Pw_{j,ind}^{nom}$, consideraram-se os dados técnicos que se descrevem no Anexo 2.

No sentido de se conseguir obter melhorias relevantes da taxa de sucesso e tempos de cálculo, nas variantes de optimização não lineares verificou-se ser determinante, por vezes, realizar uma análise prévia das permissões a considerar para o domínio dos valores admissíveis das variáveis de controlo. Em especial, esta situação observou-se, aquando da aplicação à rede de teste, nos resultados fornecidos pelas variantes de optimização não lineares que permitem alterações apenas ao nível do despacho (i.e., das variantes denominadas “ANNmcI”). Para estas variantes de optimização observou-se ser vantajoso restringir as alterações da importação a apenas reduções e as alterações da produção dos geradores convencionais a apenas aumentos (i.e., a passar de $Imp \nearrow$ para $Imp \swarrow$ e de $Pc \swarrow$ para $Pc \nearrow$). Efectivamente, comparando os resultados obtidos entre a opção mais permissiva (que permite $Imp \swarrow$ e $Pc \swarrow$) com a mais restritiva (i.e., que permite $Imp \swarrow$ e $Pc \nearrow$), observou-se que a primeira fornece uma redução acentuada da taxa de sucesso e um aumento (aproximadamente o dobro) do tempo de cálculo médio por cenário de operação. Tal comportamento explica-se pelo alargamento do domínio de soluções admissíveis permitir que se salientem as limitações,

inerentes à aplicação de métodos de optimização para resolução de problemas não lineares, de não garantir a convergência para um óptimo local ou global, podendo vir a convergir para uma solução que seja apenas viável, ou mesmo a terminar sem sucesso (por perda de convergência ou por terminar de forma antecipada) apesar de existir um domínio de soluções viáveis.

6.4.1.2 *Dimensão do problema de optimização*

Atendendo ao facto de todos os métodos de optimização terem limites para a dimensão do problema que conseguem resolver (ver Tabela A4.1 do Anexo 4 para o caso dos métodos de optimização utilizados), e sabendo que esta dimensão poderá interferir no esforço computacional exigido para a resolução do problema de optimização, então para se obter uma correcta interpretação dos resultados obtidos em termos de tempos de cálculo será necessário caracterizar as diversas variantes de optimização utilizadas atendendo à sua dimensão, aquando da aplicação ao problema de segurança da rede interligada de teste. A dimensão do problema caracteriza-se pelo nº de variáveis de decisão e pelo nº de restrições funcionais, sendo de relevância identificar o nº de variáveis de decisão do tipo inteiro e o nº de restrições que definem os limites mínimo e máximo das variáveis de decisão. Esta informação descreve-se nos gráficos da Figura 6.3, resultando da monitorização em 7 linhas de transmissão ($nr = 7$) e da consideração de alterações das condições de operação em 14 geradores convencionais equivalentes ($nc = 14$) e em 10 geradores eólicos equivalentes ($nw = 10$).

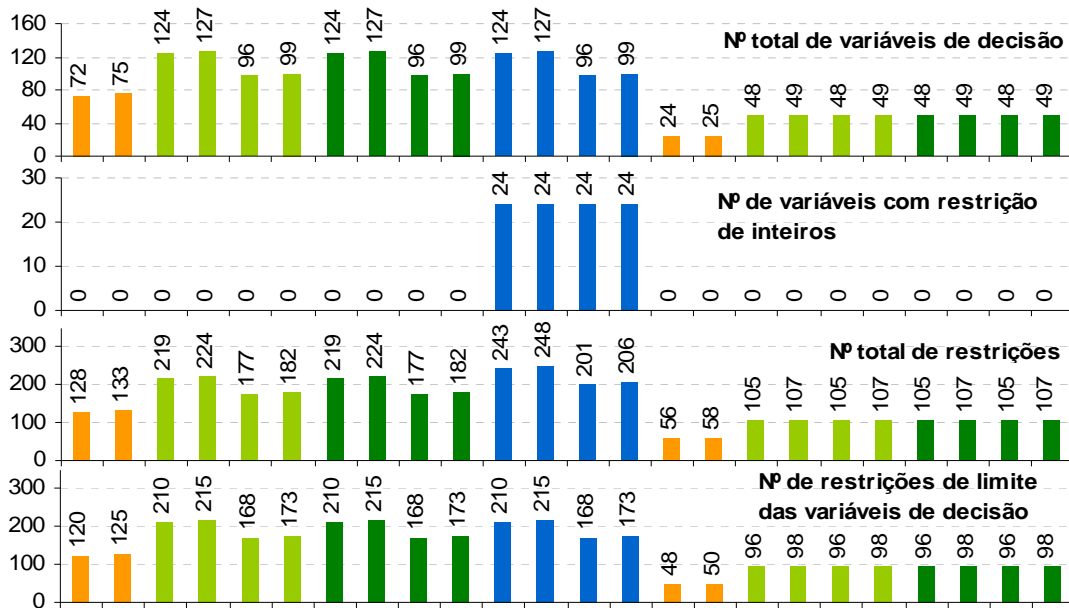


Figura 6.3 – Dimensão do problema por variante do problema de optimização

6.4.2 Avaliação de Desempenho dos Resultados Obtidos

6.4.2.1 Tempos de cálculo por cenário de operação

Variantes do Problema de Optimização

Na Figura 6.4 apresentam-se os resultados obtidos por cada variante de optimização considerada em termos dos tempos de cálculo exigidos por aplicação a cada cenário de operação (tc), sendo esta caracterização de desempenho efectuada pelo valor médio e máximo fornecido por aplicação de cada variante aos 983 cenários de operação em análise.

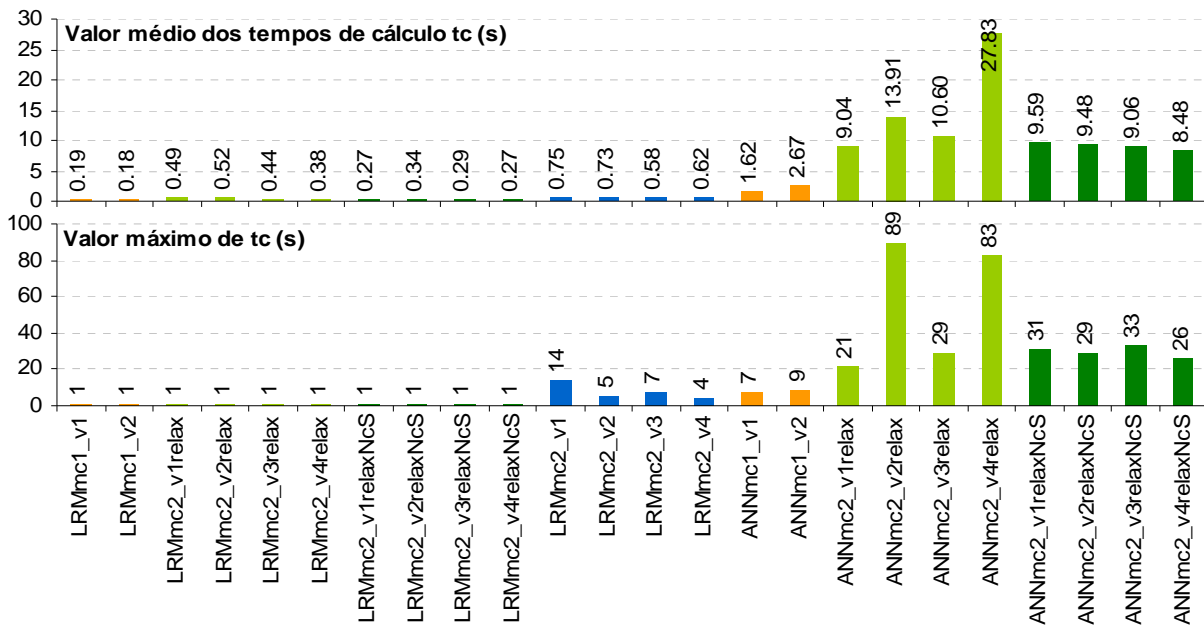


Figura 6.4 – Tempos de cálculo de cada variante do problema de optimização

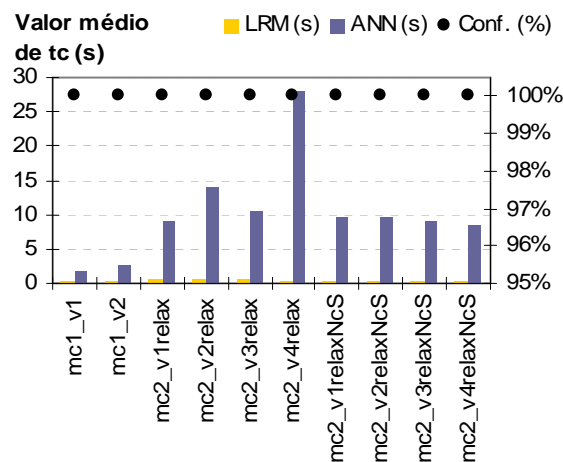


Figura 6.5 – Comparação de desempenho entre as variantes que utilizam LRM e ANN – Tempos de cálculo

A Figura 6.5 permite visualizar melhor os resultados apresentados na Figura 6.4 em termos da comparação de desempenho médio entre as variantes que recorrem a LRM e as equivalentes que recorrem a ANN. Nesta figura, na comparação entre cada 2 valores médios, é apresentado o grau de confiança (*Conf.*) com que se pode afirmar que o maior dos dois valores médios é efectivamente superior ao outro. Estes graus de confiança resultam da realização de um teste de hipóteses estatístico, de comparação entre dois valores médios de populações desconhecidas, tal como se descreveu na secção 3.4.1.4 do Capítulo 3.

Da análise dos gráficos da Figura 6.4, verifica-se que as variantes de optimização que utilizam o método Simplex (as 10 primeiras, que correspondem a modelos de programação linear) são, como seria de esperar, as que fornecem menores tempos de cálculo, nunca demorando mais do que 1 segundo quando aplicadas para a obtenção de medidas de controlo para um cenário de operação. As variantes de optimização que utilizam o método B&B em conjunto com o Simplex (i.e., da variante nº 11 à nº 14, que correspondem a modelos de programação linear com inteiros) são as segundas mais rápidas, demorando em média menos de 1 segundo quando aplicadas para a obtenção de medidas de controlo para um cenário de operação. Ocorrem, no entanto, algumas situações de excepção em que os tempos de cálculo chegam a atingir os 14 segundos.

Por fim, de acordo com a informação contida na Figura 6.4 e Figura 6.5, observa-se que as variantes de optimização que utilizam o método GRG2 (i.e., as variantes que recorrem a ANN e que correspondem a modelos de programação não linear) são nitidamente as mais demoradas, ocorrendo uma grande diversidade de tempos de cálculo cujo valor médio varia entre 1.6 e 28 segundos e o valor máximo entre 7 e 89 segundos. Como exemplo, na Figura 6.6 apresentam-se o histograma relativo a todos os tempos de cálculo fornecidos pela variante “ANNmc2_v4relaxNcS”.

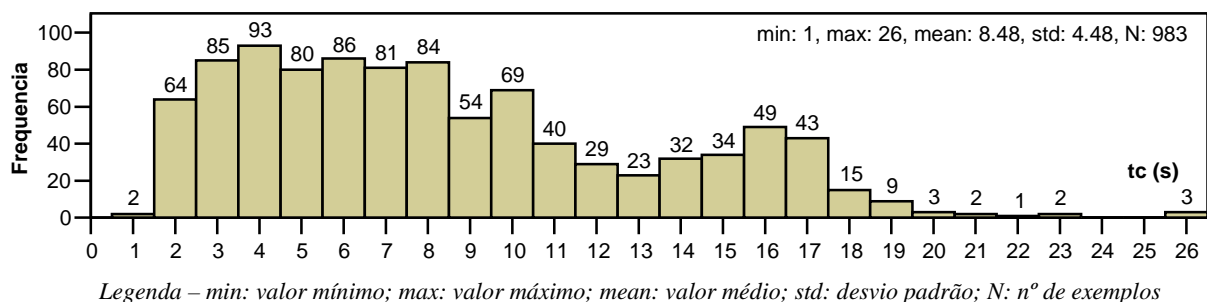


Figura 6.6 – Histograma dos tempos de cálculo – variante “ANNmc2_v4relaxNcS”

Tal como já foi referido, a principal razão pela qual não foram utilizadas variantes de optimização que recorram ao método de B&B em conjunto com o algoritmo GRG2 (i.e., a modelos de programação não linear com restrições de inteiros) resulta de estas fornecerem tempos de cálculo muito superiores aos até aqui observados. Como exemplo, na Figura 6.7 apresentam-se, sob a forma de um histograma, os tempos de cálculo que seriam fornecidos pela variante “ANNmc2_v4relaxNcS” no caso de serem introduzidas restrições de inteiros para as variáveis de controlo N_c e N_w . Como se pode observar nesta figura, com esta variante de optimização os tempos de cálculo fornecidos têm um valor médio da ordem dos 2 minutos (132 segundos), podendo chegar a atingir valores da ordem dos 8 minutos (514 segundos). Estes valores foram considerados excessivos, pela autora da presente tese, para integração deste tipo de modelos no algoritmo de controlo preventivo.

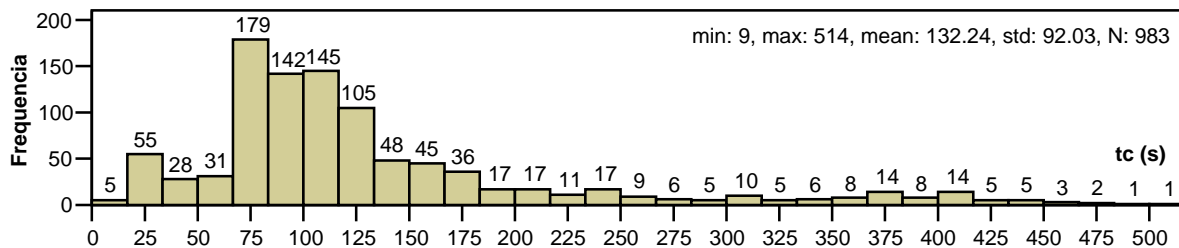


Figura 6.7 – Histograma dos tempos de cálculo – variante “ANNmc2_v4relaxNcS” com restrições de inteiros

Note-se ainda que, da análise da Figura 6.4, se observa que nas variantes de optimização que correspondem a um modelo de programação não linear (i.e., nas versões denominadas “ANN”), é perceptível o aumento dos tempos de cálculo com o alargamento do domínio de soluções admissíveis. Mais concretamente, este aumento observa-se:

- ao passar das variantes que consideram alterações apenas ao nível do despacho para as que também consideram alterações ao nível do escalonamento de grupos (i.e., das versões “mc1” para as versões “mc2”, devendo este fenómeno também resultar do aumento da dimensão do problema, tal como se descreve na Figura 6.3);
- ao passar das variante que permitem a ligação de máquinas convencionais para as que permitem a ligação/desligação deste tipo de máquinas (i.e., das versões “relaxNcS” para as versões “relax”);
- de entre as variantes que permitem a ligação/desligação de máquinas convencionais, ao passar das que não consideram alterações da importação para as que permitem este tipo

de alterações (i.e., ao passar da versão “v1relax” para a “v2relax” e da versão “v3relax” para a “v4relax”).

Algoritmo de Optimização

Na Figura 6.8 avalia-se o desempenho do algoritmo que resulta da aplicação sucessiva de cada variante de optimização, pela ordem de mérito definida, em termos de tempos de cálculo. Nos gráficos desta figura, para cada variante de optimização, apresenta-se o valor médio e máximo dos tempos de cálculo obtidos por aplicação a um cenário de operação, na hipótese de essa variante corresponder à última etapa do algoritmo de optimização (i.e., de não incluir no algoritmo as variantes de optimização de ordem de mérito inferior).

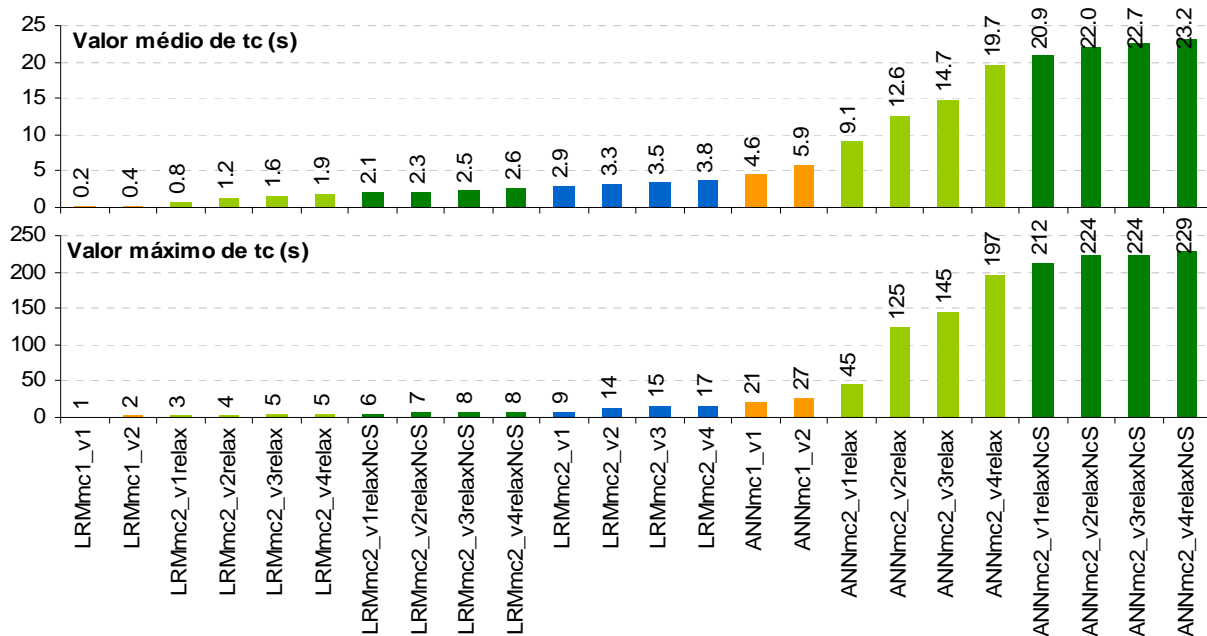


Figura 6.8 – Tempos de cálculo ao fim de cada etapa do algoritmo de controlo

Através da análise desta figura, observa-se que os tempos de cálculo exigidos pelo algoritmo de controlo preventivo atingem um valor máximo de aproximadamente:

- 8 segundos (correspondente a um valor médio inferior a 3 segundos), no caso de serem apenas aplicados os modelos de programação linear;
- 17 segundos (correspondente a um valor médio da ordem de 4 segundos), no caso de serem aplicados os modelos de programação linear e, posteriormente, os de programação linear com inteiros;

- 4 minutos (correspondente a um valor médio da ordem dos 23 segundos), no caso de serem aplicadas todas as variantes de optimização consideradas para o algoritmo.

Supondo a hipótese de serem aplicadas todas as variantes de optimização consideradas, os tempos de cálculo obtidos por aplicação aos 983 cenários analisados formam o histograma que se apresenta na Figura 6.9. Pela análise deste histograma, verifica-se que, apesar de poder atingir os 4 minutos (229 s), os tempos de cálculo do algoritmo têm um valor inferior a:

- 10 segundos para cerca de 61% dos cenários testados;
- 1 minuto (60 segundos) para cerca de 87% dos cenários testados;
- 2 minutos (125 segundos) para cerca de 95% dos cenários testados.

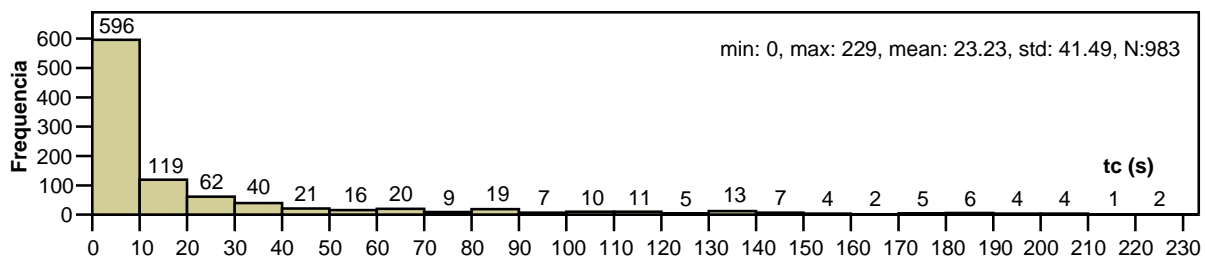


Figura 6.9 – Análise de desempenho do algoritmo de controlo – Histograma dos tempos de cálculo

Atendendo à elevada percentagem de cenários para os quais o tempo de cálculo exigido pelo algoritmo é de valor reduzido, nomeadamente inferior a um minuto, é opinião da autora da presente tese que estes tempos são razoáveis face ao objectivo de fornecimento de medidas de controlo preventivo em ambiente de tempo real.

6.4.2.2 Taxa de sucesso

Na Figura 6.10 apresenta-se o número de cenários de operação para os quais cada etapa (i.e., variante de optimização) do algoritmo foi capaz de encontrar uma solução segura para os 983 cenários de operação em análise. Note-se que, em cada etapa do algoritmo, só é procurada uma solução para os cenários que não tenham, até então, atingido uma solução segura por aplicação das variantes de ordem de mérito superior, sendo esta avaliação de segurança efectuada pelas ANN. Uma avaliação de segurança mais precisa passaria pela validação das medidas de controlo sugeridas através da análise da resposta dinâmica do sistema eléctrico,

recorrendo a ferramentas analíticas convencionais, sendo este procedimento feito, na secção 6.4.3, para um cenário de operação de teste.

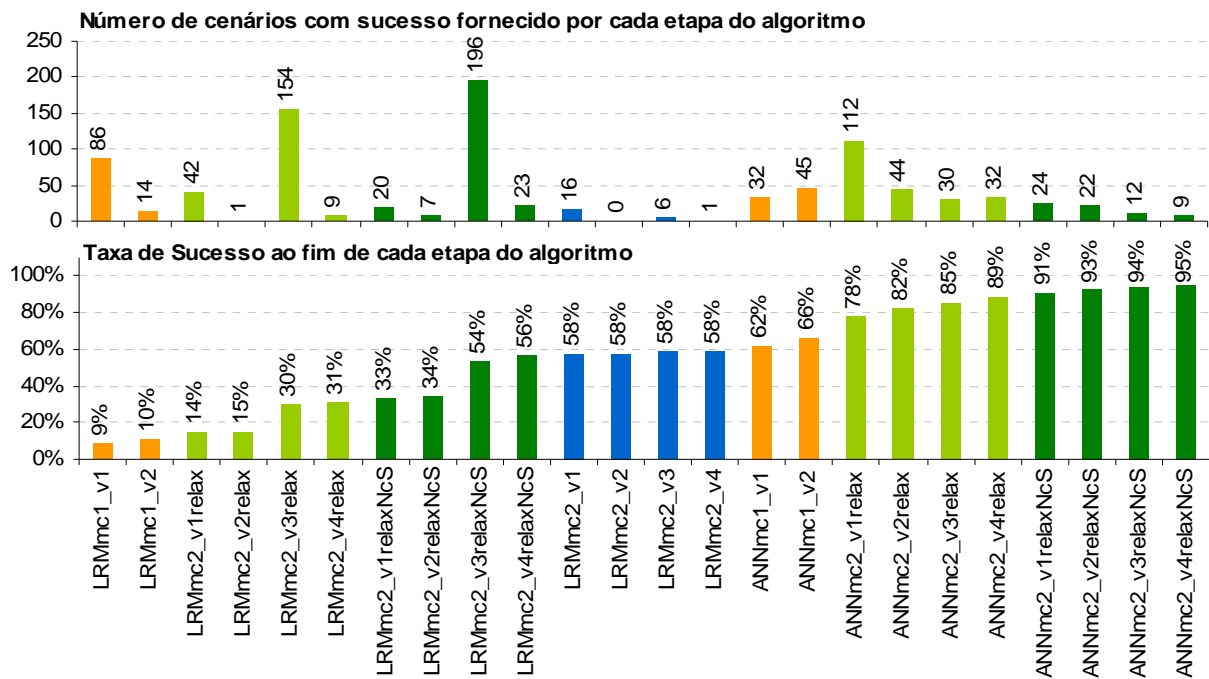


Figura 6.10 – Taxa de sucesso ao fim de cada etapa do algoritmo de controlo

Da análise dos gráficos Figura 6.10 verifica-se que a taxa de sucesso do algoritmo é de:

- 56% (552/983), no caso de serem apenas aplicados os modelos de programação linear;
- 58% (575/983), no caso de serem aplicados os modelos de programação linear e, posteriormente, os de programação linear com inteiros;
- 95% (937/983), no caso de serem aplicadas todas as etapas do algoritmo.

Verifica-se assim que as variantes que recorrem a ANN permitem que a taxa de sucesso do algoritmo aumente de forma considerável (cerca de 37%). Daqui se justifica a necessidade de se aplicar, no algoritmo de controlo preventivo, este tipo de variantes.

Relativamente às variantes de programação linear com inteiros, a sua contribuição para o aumento da taxa de sucesso do algoritmo é cerca de 2%. Estes resultados explicam-se por este tipo de variantes de optimização fornecer soluções muito semelhantes à variante equivalente que resolve o problema “relaxado” (a qual é aplicada numa ordem de mérito superior). Contudo, os tempos de cálculo introduzidos por estas variantes são relativamente baixos (ver resultados da secção anterior), pelo que é opinião da autora da presente tese que estas deverão

ser mantidas no algoritmo de controlo preventivo, a menos que a sua inclusão inviabilize a aplicação do algoritmo em ambientes de tempo real.

Por último saliente-se que, se fossem retiradas do algoritmo as variantes de optimização que permitem alterações ao nível da importação (versões de valor par), a taxa de sucesso do algoritmo para os cenários de operação em estudo descenderia dos 95% para valores da ordem dos 87% (esta informação não se apresenta em nenhum gráfico). No entanto, se fossem excluídas as variantes de optimização que permitem alterações ao nível do escalonamento de grupos (versões “mc2”), a taxa de sucesso do algoritmo passaria a ser somente de cerca de 21% (esta informação também não se apresenta em nenhum gráfico). Destes resultados se pode inferir a importância de se incluir, no algoritmo de controlo, variantes de optimização que considerem a possibilidade de realizar alterações ao nível do escalonamento de grupos.

6.4.2.3 Capacidade de optimização

Nesta secção analisa-se a capacidade de optimização conseguida, a qual se mede pela minimização obtida para o valor da função objectivo, $f(\mathbf{x})$, que se descreve na secção 6.2.2. Relembre-se que esta função mede, em MW, as alterações sugeridas em relação às condições de operação iniciais que se classificam como inseguras. Esta medição é efectuada pelo somatório do módulo das alterações sugeridas ao nível das variáveis de controlo, nomeadamente, ao nível de Imp (importação), P_{C_i} (produção de activa de cada gerador convencional equivalente i) e P_{W_j} (potência mecânica desenvolvida por cada gerador eólico equivalente j). Para as variantes de optimização que permitem alterações ao nível do escalonamento de grupos (versões “mc2”), considerou-se ainda um termo que mede o aumento de reserva girante sugerido para cada gerador da área de controlo em análise. Por exemplo, se, numa variante do tipo “mc1” (i.e., sem consideração do último termo da função objectivo), o algoritmo sugerir uma simples troca de 300 MW da potência produzida entre dois geradores convencionais equivalentes, $f(\mathbf{x})$ terá um valor de $|-300| + |+300| = 600$ MW.

Variantes do Problema de Optimização

Na Figura 6.11 apresenta-se o desempenho médio obtido por cada variante de optimização considerada, em termos do valor de $f(x)$ atingido para todos os cenários de operação em que a variante foi capaz de encontrar uma solução, de entre os 983 cenários analisados. Desta figura, observa-se que, a menos das últimas 8 variantes de optimização que compõem o algoritmo de controlo (que permitem alterações ao nível do escalonamento de grupos com ANN como restrições de segurança), o valor médio atingido pela função objectivo é inferior a 600 MW.

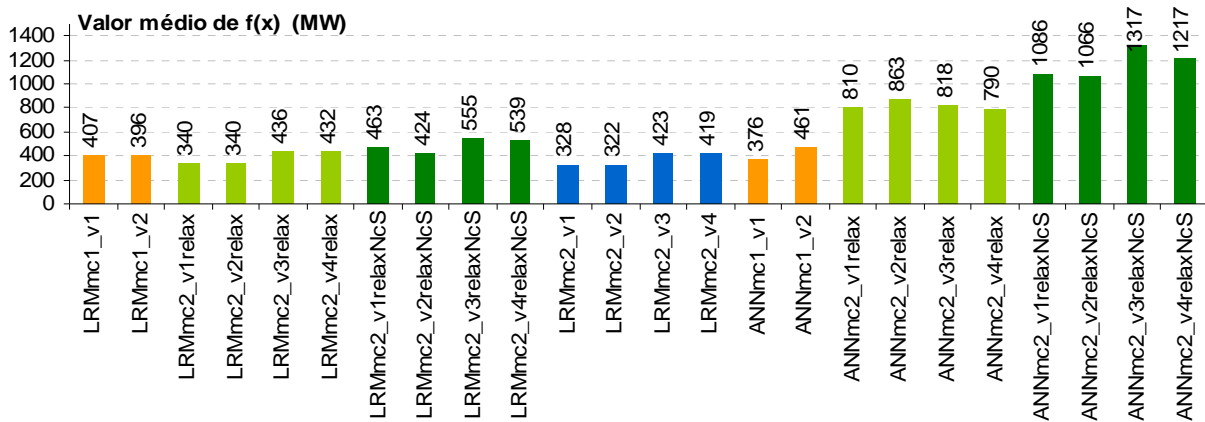


Figura 6.11 – Capacidade de optimização de cada variante do problema de optimização

A Figura 6.12 permite comparar o desempenho médio entre as variantes que recorrem a LRM e as equivalentes que recorrem a ANN. Para se obter uma correcta análise comparativa, nesta última figura o cálculo do valor médio de $f(x)$ resulta apenas dos valores de $f(x)$ obtidos para os cenários de operação em que ambas as variantes foram capazes de encontrar uma solução.

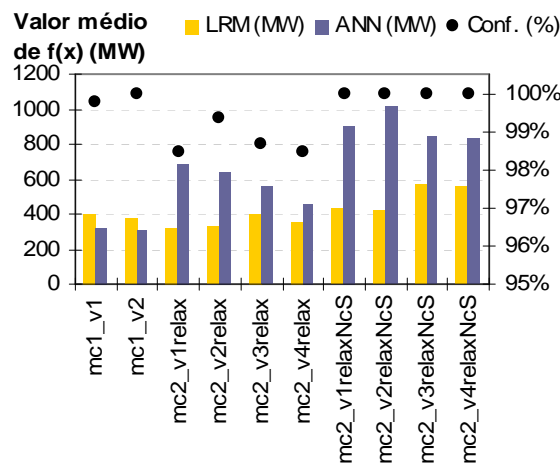


Figura 6.12 – Comparação de desempenho entre as variantes que utilizam LRM e ANN – Cap. de optimização

Pela análise da Figura 6.12 observa-se que, na maior parte dos casos, as variantes que recorrem a ANN fornecem, em termos de capacidade de optimização, um desempenho médio nitidamente pior do que a variante equivalente que recorre a LRM. Só nos problemas de optimização em que se permite alterações apenas ao nível do despacho (versões “*mc1_v1*” e “*mc1_v2*”), se observa um desempenho médio ligeiramente pior das variantes que recorrem a LRM. Em termos gerais, pode-se afirmar, com 100% de confiança, que as variantes de optimização que recorrem a ANN fornecem um pior desempenho médio de optimização. Esta conclusão obtém-se da realização de um teste de hipóteses, de comparação entre o valor médio dos dois histogramas que se apresentam na Figura 6.13. Nestes histogramas agrupam-se todos os valores de $f(x)$ utilizados para a construção do gráfico da Figura 6.12, sendo um referente os valores fornecidos pelas variantes que recorrem a LRM e o restante referente aos valores fornecidos pelas variantes equivalentes que recorrem a ANN.

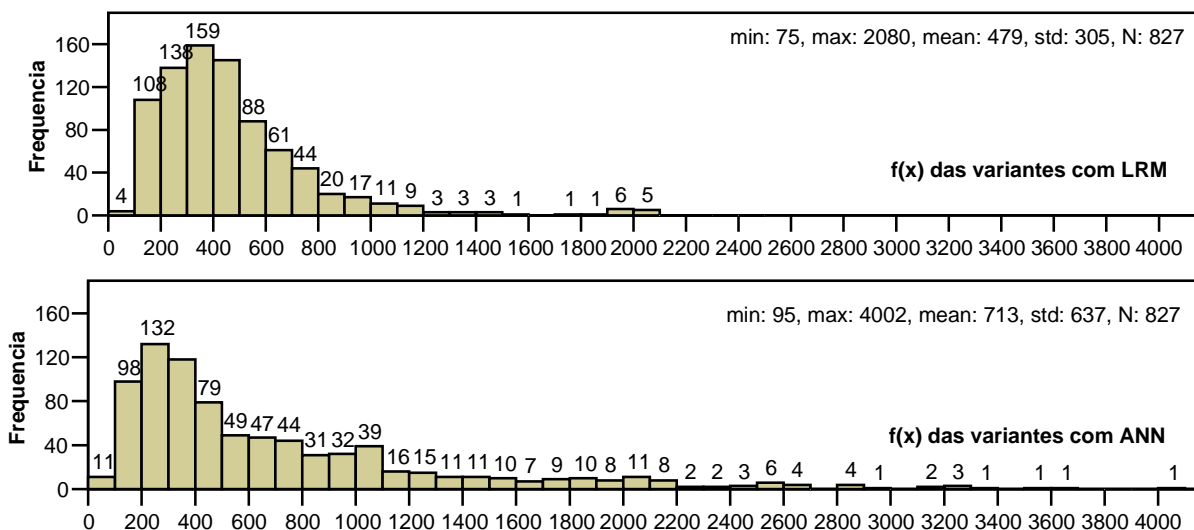


Figura 6.13 – Comparação entre as variantes que utilizam LRM e ANN – Histograma das optimizações obtidas

Para ilustrar porque é que as variantes que recorrem a ANN forneceram pior desempenho de optimização, observe-se a Figura 6.14 onde se podem comparar os valores de optimização obtidos por cenário de operação, entre o problema de optimização que recorre a LRM e o equivalente que recorre a ANN, para as variantes “*mc1_v2*” e “*mc2_v3relaxNcS*”. Dos gráficos desta figura observa-se que o pior comportamento das variantes que recorrem a ANN resulta da ocorrência de diversas situações em que este tipo de variante fornece um desempenho acentuadamente pior do que o fornecido pela variante equivalente que recorre a LRM, apesar de, nos restantes cenários, ambas as variantes fornecerem optimizações que se podem

considerar semelhantes. Este pior comportamento das variantes que utilizam ANN explica-se pela falta de capacidade dos métodos de optimização que resolvem problemas não lineares em distinguir um óptimo local de um global, bem como à possibilidade de este tipo de métodos poder convergir para uma solução que seja apenas viável. A partir destes resultados, se confirma a vantagem, inicialmente equacionada, de se obterem melhores resultados em termos de optimização no caso de se recorrer ao método *Simplex*. Note-se que não se poderia, à partida, fazer esta afirmação uma vez que existia a hipótese de as variantes de optimização que recorrem ao método *Simplex* fornecerem piores desempenhos de optimização, como resultado dos maiores erros de precisão introduzidos pelos LRM ou por a resolução do problema “relaxado” não garantir que a solução encontrada correspondesse ao óptimo global.

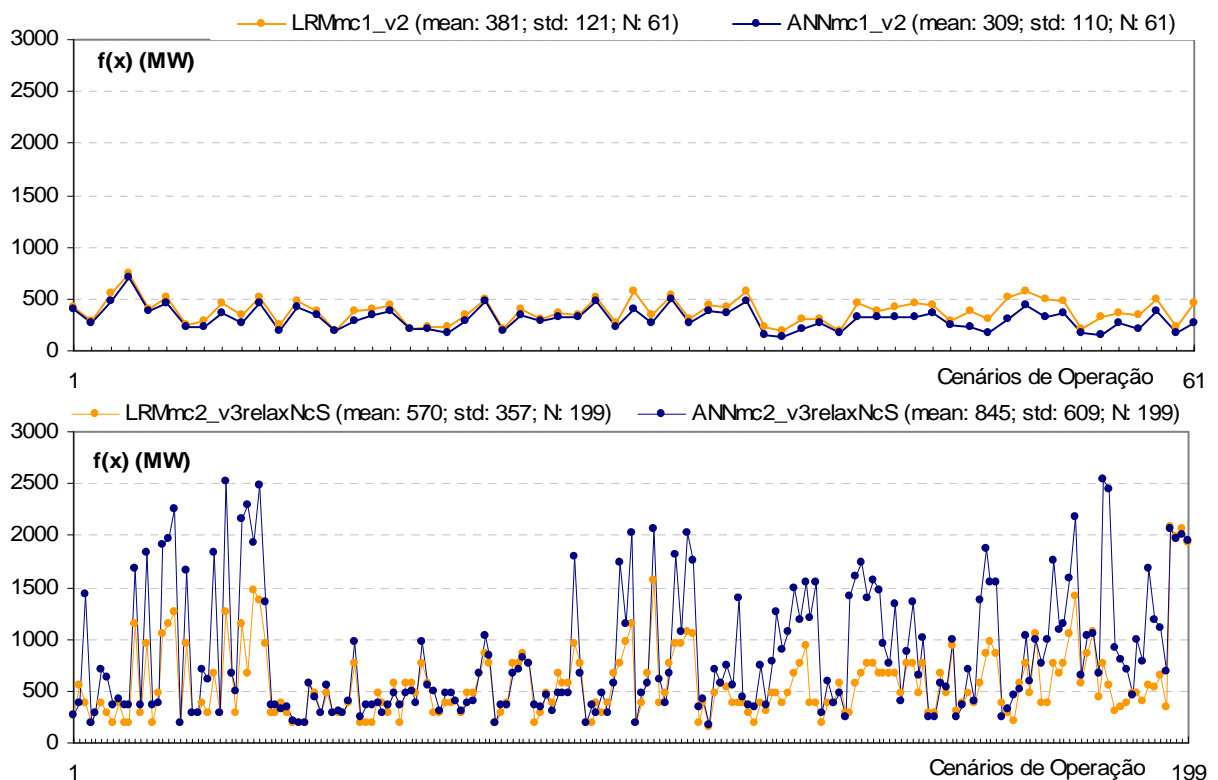


Figura 6.14 – Comparação entre variantes que utilizam LRM e ANN – Optimizações obtidas por cenário

Algoritmo de Optimização

Na Figura 6.15, a seguir apresentada, pode-se observar o histograma que resulta dos valores de optimização obtidos pelo algoritmo de controlo preventivo implementado, para os cenários de operação da rede interligada de teste em que o algoritmo foi capaz de encontrar uma solução segura (937 dos 983 cenários de operação testados).

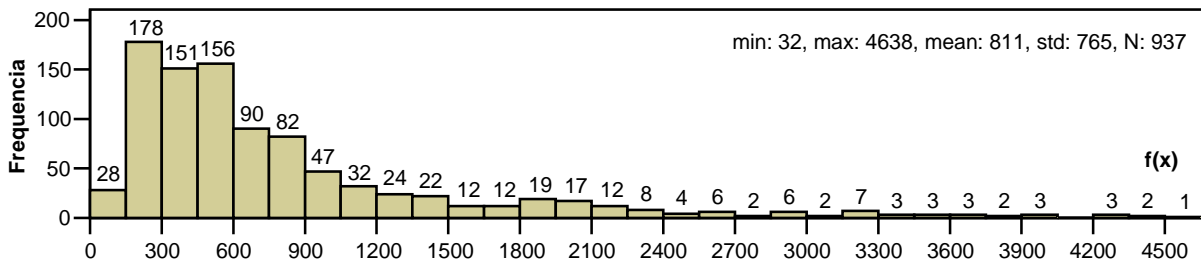


Figura 6.15 – Análise de desempenho do algoritmo de controlo – Histograma de otimizações obtidas

Pela análise desta figura, verifica-se que os valores de $f(x)$ fornecidos têm um valor médio de 811 MW, sendo inferiores a:

- 600 MW para cerca de 55% dos cenários com solução;
- 1200 MW, para cerca de 82 % dos cenários com solução.

6.4.2.4 Medidas de controlo sugeridas

Segue-se uma análise das medidas de controlo sugeridas, pelo algoritmo de controlo preventivo implementado, para os 937 cenários de operação em que este foi capaz de encontrar uma solução viável. Estas medidas podem visualizar-se pelos gráficos de barras que se apresentam da Figura 6.16 à Figura 6.20. Em cada uma destas figuras, cada barra descreve as medidas de controlo sugeridas para um dos cenários de operação, sendo essa descrição feita, por cada figura, a diferentes níveis. Designadamente, na Figura 6.16 apresentam-se as modificações gerais resultantes da aplicação das medidas de controlo, para cada um dos 937 cenários, as quais se caracterizam pelas seguintes variáveis:

- $Desvio(P_c)$ – Modificação sugerida para a produção activa convencional total da área de controlo em análise, sendo calculada por $Desvio(P_c) = \sum_{i=1}^{nc} (P_{c_i} - P_{c_i}^0)$;
- $Desvio(P_w)$ – Modificação sugerida para a potência mecânica eólica total da área de controlo em análise, sendo calculada por $Desvio(P_w) = \sum_{j=1}^{nw} (P_{w_j} - P_{w_j}^0)$;
- $Desvio(Im p)$ – Modificação sugerida para a importação obtida da área de controlo vizinha, sendo calculada por $Desvio(Im p) = Im p - Im p^0$ (nota: o valor de importação analisado não contempla as perdas de Joule da rede);

- $Desvio(SR)$ – Modificação sugerida para a reserva girante total da área de controlo em análise, sendo calculada por $Desvio(SR) = \sum_{i=1}^{nc} (SR_i - SR_i^0)$ (nota: a reserva girante é medida em relação ao limite máximo de produção em regime permanente).

Para além das modificações gerais que se apresentam na Figura 6.16, da Figura 6.17 à Figura 6.20 mostram-se ainda as alterações sugeridas, para cada um dos 937 cenários, ao nível das condições de operação de cada gerador equivalente da área de controlo em análise, as quais se caracterizam pelas seguintes grandezas:

- ΔNc : nº de máquinas a ligar/desligar em cada gerador convencional equiv. (Figura 6.17);
- ΔPc : modificação da produção de activa em cada gerador convencional equiv. (Figura 6.18);
- ΔNw : nº de máquinas a ligar/desligar em cada gerador eólico equivalente (Figura 6.19);
- Δrc : Modificação do regime de carga em cada gerador eólico equivalente (Figura 6.20).

Nestas figuras, os geradores equivalentes identificam-se pela numeração definida no esquema unifilar da rede interligada de teste que se apresentou na Figura 4.1 do Capítulo 4. Em cada figura, as medidas de controlo sugeridas encontram-se agrupadas pelas etapas do algoritmo (i.e., variante de optimização) em que este foi capaz de encontrar a primeira solução viável. Note-se que, apesar de a potência mecânica desenvolvida em cada gerador eólico equivalente (P_w) consistir numa variável de controlo, para cada gerador deste tipo se optou por visualizar o regime de carga (rc) uma vez que esta grandeza permite identificar se as alterações sugeridas ao nível de P_w são resultado de alterações do regime de carga (rc) e/ou do nº de máquinas em serviço (N_w). Nestas figuras assinalam-se ainda as medidas de controlo para as quais será feita uma análise detalhada na secção 6.4.3. Estas medidas foram seleccionadas por corresponderem a um cenário de operação para o qual o algoritmo foi capaz de encontrar uma solução, apenas no caso de se incluírem alterações ao nível do escalonamento das máquinas (variante “*LRMmc2_v1relax*”). Estas medidas foram também consideradas de interesse para análise, por sugerirem modificações ao nível do despacho e escalonamento das máquinas convencionais que não provocam alterações da produção eólica ou da importação (as quais poderiam ser, à partida, consideradas como as medidas de controlo mais óbvias de se realizar).

Para exemplificar o tipo de informação que se apresenta da Figura 6.16 à Figura 6.20, realiza-se a seguir uma descrição das medidas de controlo sugeridas, que se caracterizam pela primeira barra de cada uma dessas figuras. Desta análise, observa-se que, para aquele cenário de operação (correspondente a um dos cenários gerados com um consumo típico de horas cheias e com um despacho de Verão húmido), o algoritmo de controlo sugere que:

- se realize uma redução de potência eólica total desenvolvida na área de controlo em análise (parte da barra da Figura 6.16 que apresenta uma cor azul, na qual se identifica uma redução inferior a 250 MW), devendo esta ser, na sua totalidade, compensada por um aumento da produção convencional na mesma área de controlo (parte da barra da Figura 6.16 que apresenta uma cor amarela);
- não se realize qualquer tipo de alteração ao nível do escalonamento das máquinas convencionais ou eólicas (devido à inexistência de barra na Figura 6.17 e Figura 6.19), o que seria de esperar, uma vez que o modelo de optimização que foi aplicado (variante “*LRMmcI_v1*”) não considera este tipo de acções de controlo;
- o aumento de produção convencional (que se apresenta na Figura 6.16) ocorra, na sua totalidade, no gerador convencional equivalente C5 (hídrico) (por a barra da Figura 6.18 apresentar apenas uma cor verde).
- a redução da potência eólica (que se apresenta na Figura 6.16) resulte de uma diminuição do regime de carga nas máquinas que se encontram em serviço nos seguintes geradores eólicos equivalentes:
 - W1 (parte da barra da Figura 6.20 que tem uma cor laranja);
 - W4 (parte da barra da Figura 6.20 que tem uma cor vermelha);
 - W5 (parte da barra da Figura 6.20 que tem uma cor verde);
 - W6 (parte da barra da Figura 6.20 que tem uma cor rosa);
 - W7 (parte da barra da Figura 6.20 que tem uma cor salmão);observando-se que cada uma destas reduções de carga não ultrapassa um valor de 10 %.

Note-se que a primeira barra da Figura 6.16 identifica ainda, como sugestão, uma redução da reserva girante total disponível na área de controlo em análise (parte da barra que apresenta uma cor vermelha). Dos resultados apresentados na Figura 6.17 e Figura 6.18, observa-se que esta alteração resulta, unicamente, do aumento sugerido ao nível da produção convencional, e não da desligação de qualquer máquina, o que se explica por o modelo de optimização aplicado

não permitir realizar alterações ao nível do escalonamento das máquinas convencionais. Por fim, saliente-se que para se obter uma quantificação mais rigorosa das medidas atrás descritas, seria necessário definir uma escala mais apropriada para os gráficos de barras que se apresentam da Figura 6.16 à Figura 6.20, a qual não foi aqui adoptada de modo a permitir a visualização das medidas de controlo sugeridas para os 937 cenários de operação em análise.

No trabalho desenvolvido, foi também feita uma análise do tipo de medidas de controlo sugeridas por cada variante de optimização que compõe o algoritmo, por aplicação de cada variante a todos os cenários de operação inseguros em estudo. Apesar de neste documento não se apresentarem os gráficos que permitam visualizar os resultados deste processo, estes poderão ser inferidos a partir das medidas de controlo que se apresentam da Figura 6.16 à Figura 6.20, uma vez que estas correspondem, para a maior parte dos cenários, a uma amostra bastante fiel do tipo de medidas sugeridas por cada uma das variantes consideradas.

Fazendo uma análise das medidas de controlo, que se apresentam da Figura 6.16 à Figura 6.20, que resultaram das variantes que recorrem a LRM (versões “LRM”), verifica-se que estas medidas podem-se distinguir como pertencentes a um dos seguintes tipos:

- 1) Redução da potência eólica, sendo esta compensada pelo aumento da produção convencional, envolvendo, por vezes, a ligação de máquinas convencionais. A este tipo de medidas corresponde o exemplo atrás analisado, bem como todos os resultados fornecidos pelas variantes que não permitem alterações da importação nem desligar máquinas convencionais (versões “LRMmc1_v1”, “LRMmc2_v1relaxNcS” e “LRMmc2_v3relaxNcS”) e por parte dos resultados fornecidos pelas variantes “LRMmc2_v3relax”.
- 2) Redução da importação, sendo esta compensada pelo aumento da produção convencional (envolvendo, por vezes, a ligação de máquinas convencionais) e podendo ser ou não acompanhada por uma ligeira diminuição da potência eólica. A este tipo de medidas correspondem os resultados fornecidos pelas variantes que são equivalentes às referidas no ponto anterior mas que permitem alterações ao nível da importação (ou seja, os resultados fornecidos pelas variantes “LRMmc1_v2”, “LRMmc2_v2relaxNcS”, “LRMmc2_v4relaxNcS” e “LRMmc2_v4relax”).
- 3) Troca de potências entre geradores convencionais equivalentes, envolvendo, por vezes, a ligação/desligação de máquinas convencionais, alterações estas que resultam usualmente

em modificações pouco significativas ao nível das condições gerais de operação da área de controlo em análise (i.e., do valor total de produção convencional, potência eólica e importação). Este tipo de medidas é sugerido, com frequência, por todas as variantes que permitem ligar e desligar máquinas convencionais (i.e., pelas variantes “*LRMmc2_v1relax*”, “*LRMmc2_v2relax*”, “*LRMmc2_v3relax*” e “*LRMmc2_v4relax*”) e pelas variantes equivalentes que resolvem o problema com restrições de inteiros (i.e., pelas variantes “*LRMmc2_v1*”, “*LRMmc2_v2*”, “*LRMmc2_v3*” e “*LRMmc2_v4*”).

Relativamente às medidas de controlo sugeridas pelas variantes que recorrem a ANN, podem encontrar-se muitas situações distintas, não sendo por isso fácil de fazer uma separação entre diferentes tipos. Contudo, comparando com as medidas sugeridas pelas variantes que recorrem a LRM, observa-se que as variantes que recorrem a ANN têm tendência para alterar as condições de operação de um maior número de geradores convencionais e eólicos equivalentes. Havendo interesse em minimizar o número de centrais em que se tenha que realizar alterações das condições de operação, este tipo de comportamento consiste numa razão adicional para que as variantes de optimização que recorrem a ANN sejam incluídas nas ordens de mérito mais reduzidas do algoritmo. Uma outra razão, que justifica a atribuição de reduzidas ordens de mérito para as variantes que recorrem a ANN, consiste na maior frequência com que estas variantes sugerem um aumento da reserva girante total da área de controlo em análise. Note-se que, de entre as variantes que recorrem a LRM, apenas nas que não penalizam o aumento de reserva (i.e., nas versões “*v3*” e “*v4*”) se observam algumas sugestões que resultam no aumento da reserva girante da área de controlo em análise.

Note-se que, nas variantes que resolvem o problema “relaxado” e que não permitem alterações ao nível da importação (versões “*v1relax*” e “*v3relax*”), por vezes os resultados obtidos sugerem alterações residuais desse valor. Estas alterações resultaram de pequenos ajustes que se realizaram no âmbito do algoritmo de controlo preventivo implementado, após a obtenção de cada solução de optimização “relaxada” e do posterior arredondamento das variáveis do tipo inteiro, para o valor admissível mais próximo da solução encontrada. Efectivamente, estes arredondamentos muitas vezes implicam alterações ao nível do despacho convencional, para que não ocorra violação dos limites técnicos das máquinas, sendo, nestes casos, necessário no final efectuar pequenos ajustes da solução encontrada para manter o

balanço de potências na área de controlo em análise. No algoritmo implementado, estes ajustes finais foram efectuados ao nível da importação. Uma opção de implementação do algoritmo, que poderia evitar a ocorrência de alterações residuais da importação, corresponderia a efectuar os ajustes finais, não ao nível da importação, mas sim ao nível do despacho dos geradores convencionais que se encontrassem em serviço na área de controlo em análise.

Será de interesse notar que nas variantes de optimização em que se permitiu realizar alterações ao nível da importação com a consideração de um domínio de valores admissíveis pouco restritivo (i.e., todas as versões “v2” e “v4”, a menos da variante “ANNmcI_v2” onde se restringiram as alterações de importação a apenas reduções), as alterações sugeridas resultaram, quase sempre, em reduções da importação. Estes resultados permitem mostrar que, para muitos cenários, o problema de segurança dinâmico em análise poderá ser melhorado através da adopção de menores valores de importação provenientes das áreas de controlo vizinhas.

Apesar de não se apresentarem os resultados que permitem comparar o tipo de soluções fornecidas, para cada cenário, por cada variante de optimização considerada, relativamente a este tipo de comparação será relevante salientar que:

- Comparando cada variante de optimização que não permite alterações da importação com a equivalente que considera esse tipo de alterações (i.e., comparando cada versão “v1” com a versão “v2” equivalente e cada versão “v3” com a versão “v4” equivalente), verificou-se que quando as alterações sugeridas no primeiro tipo de variante resultam numa redução da potência eólica, esta redução é no segundo tipo de variante, parcialmente ou totalmente, substituída pela redução do valor de importação. Nos modelos que recorrem a LRM esta substituição é, geralmente, quase total.
- Comparando as variantes que permitem a ligação/desligação de máquinas convencionais com as equivalentes mas que permitem apenas a ligação deste tipo de máquinas (versões “NcS”), observa-se que as do primeiro tipo têm uma maior tendência para fornecer medidas de controlo que resultem numa troca de potências entre máquinas convencionais, em detrimento da diminuição de produção eólica ou da importação. Estes resultados explicam-se pela impossibilidade imposta, no segundo tipo de variantes, de não permitir a desligação de máquinas convencionais, diminuindo assim as

possibilidades de sugestão de medidas de controlo que resultem numa troca de potências entre máquinas deste tipo.

- O tipo de medidas de controlo sugeridas, para cada cenário de operação, pode variar de forma considerável entre as variantes de optimização que se adoptaram para a implementação do algoritmo de controlo preventivo. Esta propriedade poderá ser aproveitada, ao nível da implementação do algoritmo de controlo preventivo, através da disponibilização de funcionalidades que permitam, ao operador, solicitar o fornecimento de sugestões de controlo alternativas à primeira que lhe foi apresentada. Esta funcionalidade poderá ser de interesse sempre que, por qualquer razão, o operador não considere viável a implementação da primeira sugestão fornecida pelo algoritmo.

Por fim, refira-se que, no algoritmo de controlo preventivo desenvolvido, será fácil limitar a escolha dos geradores nos quais é permitido alterar as suas condições de operação, escolha esta que implica apenas definir as condições de operação que correspondem a variáveis de decisão do problema de optimização implementado. Aquando da aplicação do algoritmo de controlo ao caso da rede interligada de teste, este tipo de ajuste permitira restringir o conjunto de geradores convencionais e eólicos, nos quais seria permitido realizar alterações de despacho e/ou escalonamento, a um número inferior em relação ao que se adoptou no presente trabalho. Como será fácil de perceber, este tipo de ajuste poderia, no entanto, provocar alterações ao nível da taxa de sucesso obtida e que se apresentou na secção 6.4.2.2.

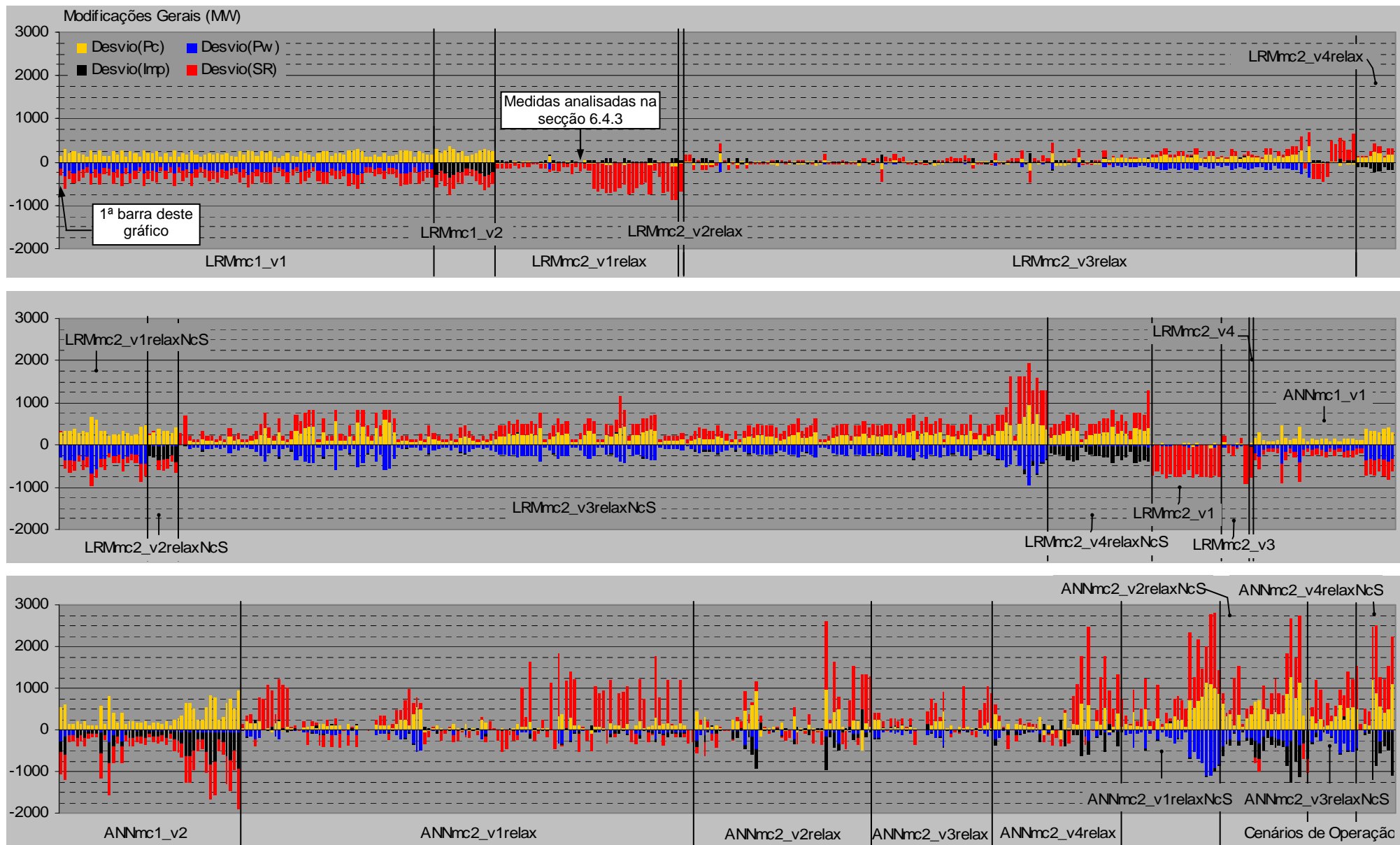


Figura 6.16 – Medidas de controlo sugeridas pelo algoritmo (modificações gerais)

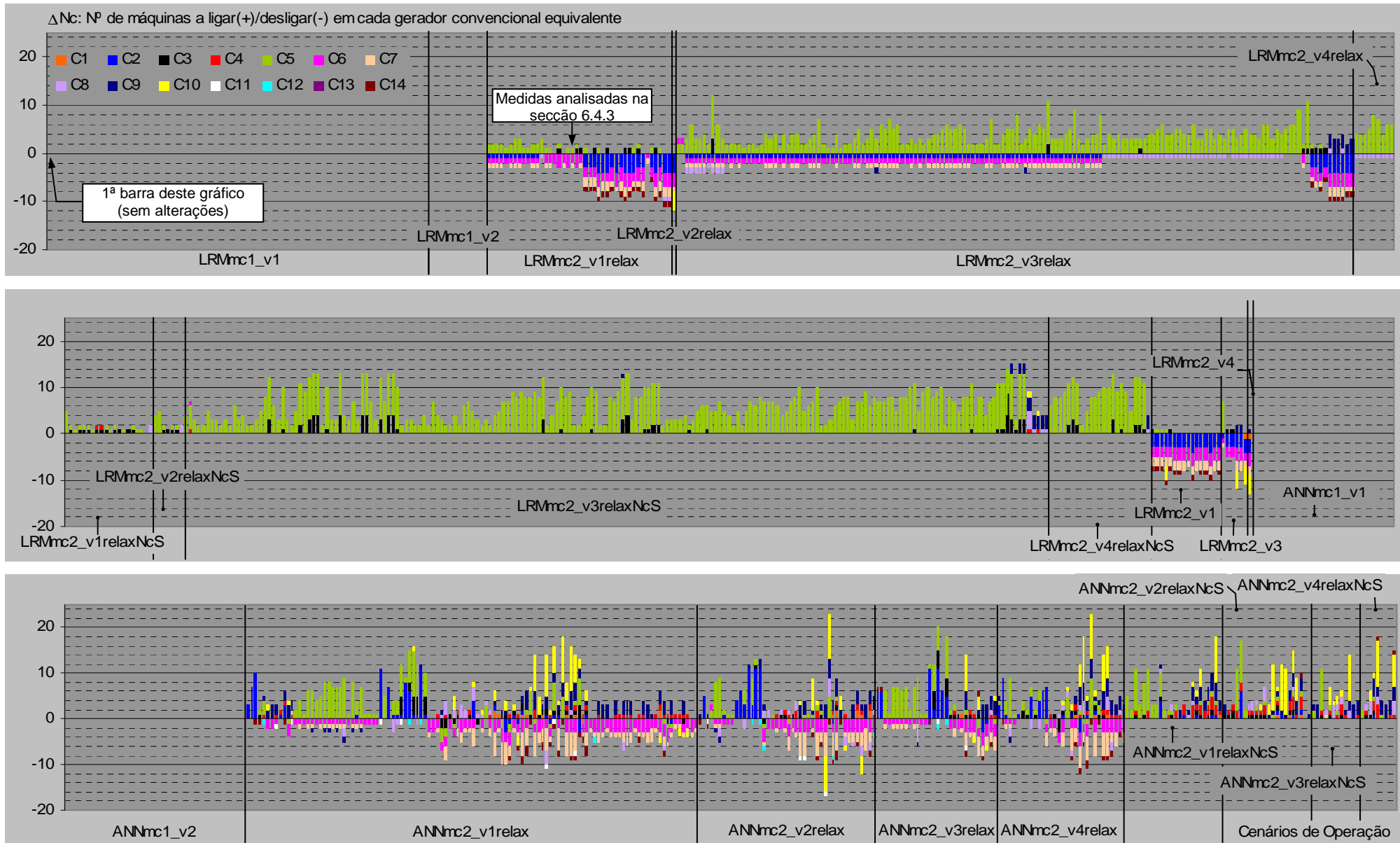


Figura 6.17 – Medidas de controlo sugeridas pelo alg. (modif. do nº de máquinas convencionais em serviço)

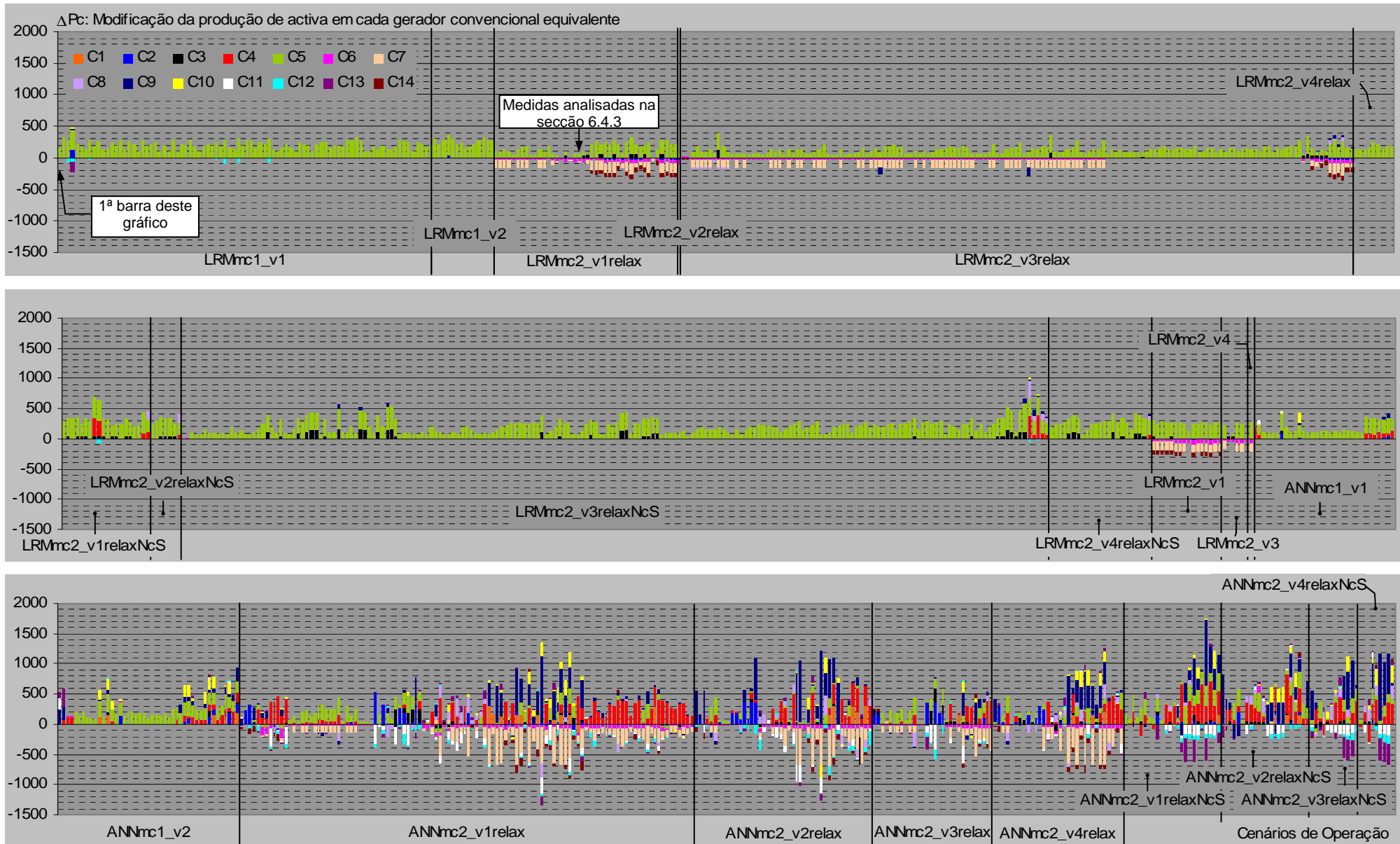


Figura 6.18 – Medidas de controlo sugeridas pelo alg. (modif. do despacho das máquinas convencionais)



Figura 6.19 – Medidas de controlo sugeridas pelo alg. (modif. do nº de geradores eólicos em serviço)

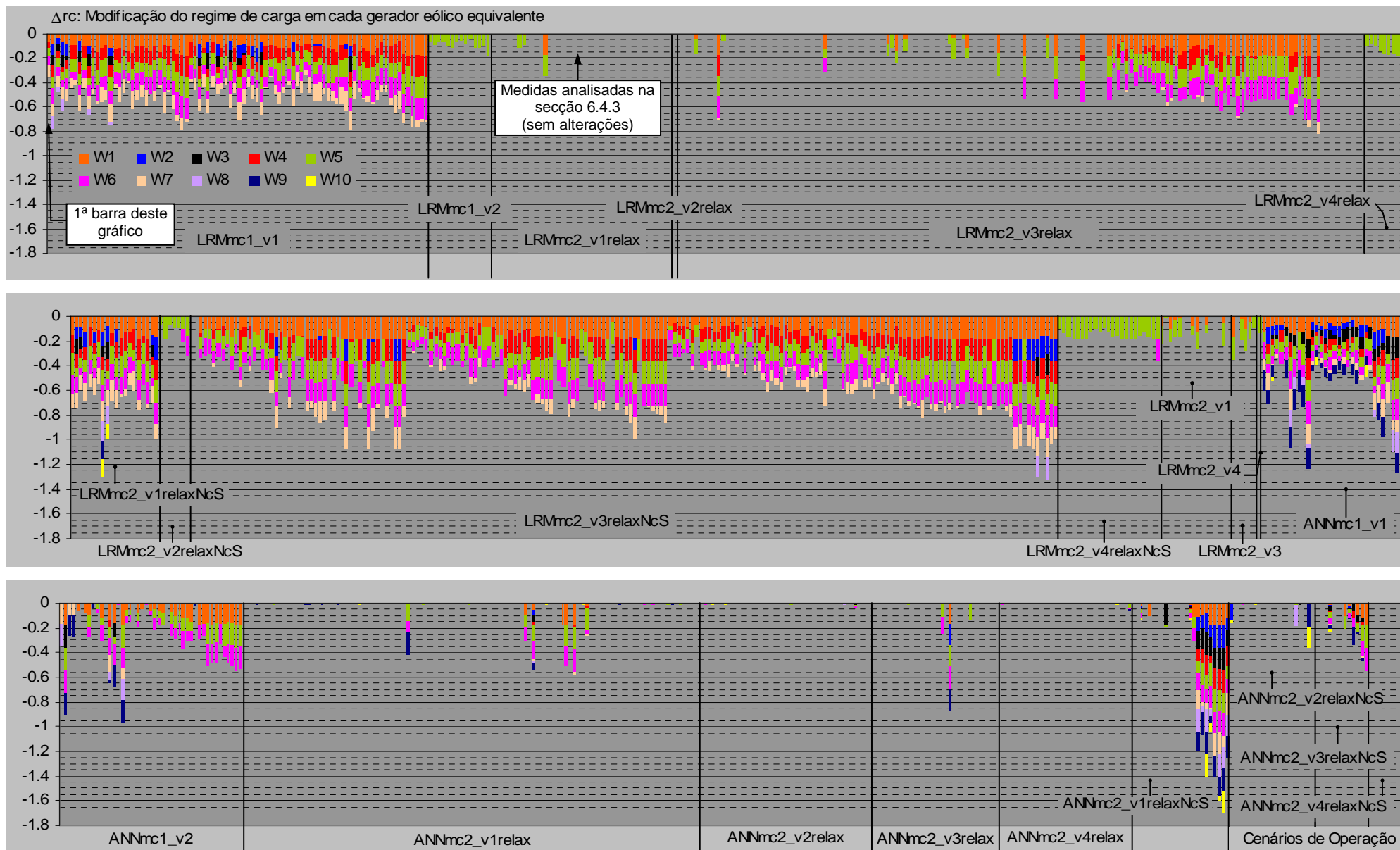


Figura 6.20 – Medidas de controlo sugeridas pelo alg. (modif. do regime de carga dos geradores eólicos)

6.4.3 *Validação das Medidas de Controlo Preventivo*

Nesta secção, são analisadas em mais pormenor as medidas de controlo sugeridas pelo algoritmo implementado para um cenário de operação que foi classificado como inseguro, para a área de controlo 1 da rede interligada de teste que se descreve no Capítulo 4. Tal como já se referiu, estas medidas encontram-se devidamente identificadas da Figura 6.16 à Figura 6.20 (figuras que se apresentaram na secção anterior). Analisam-se ainda os resultados da resposta dinâmica do sistema eléctrico, que ocorre na sequência da simulação do defeito considerado, quer para as condições de operação iniciais classificadas como inseguras, quer para as condições de operação resultantes da aplicação das alterações sugeridas pelo algoritmo de controlo preventivo. Com base nestes resultados, é feita a interpretação física de como a área de controlo em análise é capaz de atingir a segurança de operação, na sequência da aplicação das medidas de controlo sugeridas.

Para exemplificar a capacidade do algoritmo fornecer soluções alternativas às medidas de controlo que inicialmente sugere, é feito ainda o mesmo tipo de análise para as medidas de controlo sugeridas por uma das variantes de ordem de mérito inferior à que forneceu a primeira solução encontrada pelo algoritmo (por aplicação da ordem de mérito definida na secção 6.3). A primeira solução encontrada pelo algoritmo analisa-se na secção 6.4.3.1, tendo sido obtida por uma das variantes do modelo de programação linear implementado e que se descreve na secção 6.2.4.1 (variante “*LRMmc2_v1relax*” que se caracteriza na Figura 6.1). A solução alternativa analisa-se na secção 6.4.3.2, tendo sido obtida por uma das variantes do modelo de programação não linear implementado e que se descreve na secção 6.2.4.2 (variante “*ANNmc2_v1relaxNcS*” que se caracteriza na Figura 6.2).

Na Figura 6.21 apresentam-se as condições de operação do cenário analisado, para a área de controlo em análise (área de controlo 1), relativas ao regime estacionário pré-defeito prévio à aplicação de qualquer medida de controlo preventivo, a qual se denomina *situação inicial insegura*. O primeiro gráfico desta figura resume as condições gerais de operação da área de controlo 1, tendo a seguinte legenda:

- $SR(T)$ e $SR(H)$ – valor total da reserva girante, do tipo térmica (T) e hídrica (H);

- Imp – importação obtida da área de controlo vizinha (valor calculado tal como no algoritmo de controlo preventivo, pelo que se desprezam as perdas de Joule na rede);
- P_w – valor total da potência mecânica desenvolvida pelos geradores eólicos em serviço;
- $P_c(T)$ e $P_c(H)$ – valor total da produção de potência activa, do tipo térmica (T) e hídrica (H).

Os restantes gráficos da Figura 6.21 descrevem as condições de despacho da área de controlo 1, caracterizadas pelas seguintes grandezas:

- N_c – nº de máquinas em operação em cada gerador convencional equivalente;
- P_c – potência activa produzida por cada gerador convencional equivalente;
- SR – reserva girante de cada gerador convencional equivalente;
- P_w – potência mecânica desenvolvida por cada gerador eólico equivalente.

Todas as reservas girantes apresentadas referem-se a valores medidos em relação aos limites de produção em regime permanente.

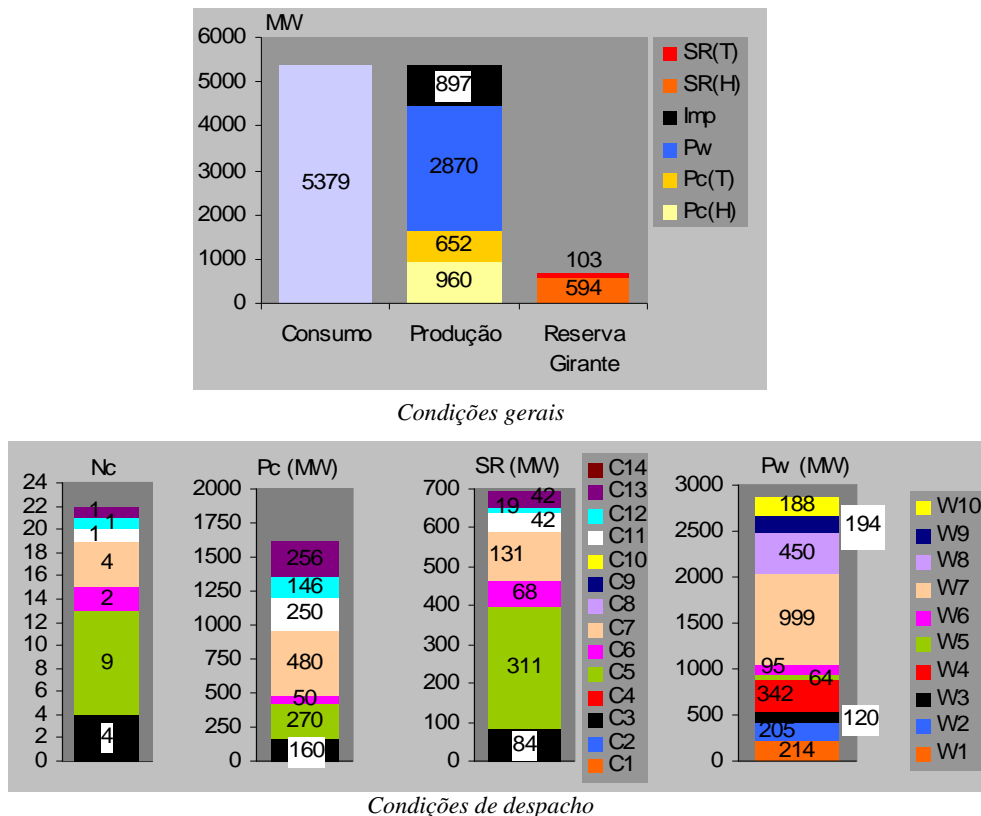


Figura 6.21 – Condições de operação pré-defeito para a área de controlo 1 – situação inicial insegura

Tal como se pode observar na Figura 6.21, no cenário de operação em análise, a área de controlo 1 caracteriza-se por ter um consumo de aproximadamente 5.4 GW (consumo típico de

horas de vazio), sendo o abastecimento deste efectuado por cerca de 2.9 GW de produção eólica, 0.9 GW de importação da área de controlo vizinha e 1.6 GW de produção convencional (0.96 de hídrica e 0.65 de térmica). A reserva girante disponível nesta área de controlo é de aproximadamente 700 MW (600 MW de hídrica e 100 MW de térmica). Observa-se ainda que o despacho convencional da área de controlo 1, resulta de se ter em serviço:

- 4 máquinas em *C3* (hídrica), com 160 MW de produção e 84 MW de reserva girante;
- 9 máquinas em *C5* (hídrica), com 270 MW de produção e 311 MW de reserva girante;
- 2 máquinas em *C6* (hídrica), com 50 MW de produção e 68 MW de reserva girante;
- 4 máquinas em *C7* (hídrica), com 480 MW de produção e 131 MW de reserva girante;
- 1 máquina em *C11* (térmica convencional), com 250 MW de produção e 42 MW de reserva girante;
- 1 máquina em *C12* (térmica convencional), com 146 MW de produção e 19 MW de reserva girante;
- 1 máquina em *C13* (térmica convencional), com 256 MW de produção e 42 MW de reserva girante.

Relativamente aos 2.9 GW de produção eólica, esta resulta de se ter considerado que todos os pontos de ligação à rede deste tipo de produção (i.e., de *W1* a *W10*) se encontram a fornecer potência eólica (ver valores de P_w do último gráfico da Figura 6.21).

Sendo este um cenário de baixo consumo e, por isso, com potências de curto-circuito de valor reduzido, da simulação do defeito considerado observou-se que este provoca, por actuação dos relés de mínimo de tensão, a perda da totalidade da produção eólica que se encontra em exploração na área de controlo 1. Relembre-se que o defeito considerado consistiu num curto-circuito trifásico simétrico franco na extremidade mais próxima do barramento 15 de uma das duas linhas que se consideram estar em paralelo a ligar os barramentos 15 e 16, sendo este defeito eliminado, após 300 ms, pela saída de serviço da linha com defeito. Considerou-se que as protecções de mínimo de tensão de um gerador eólico equivalente actuam de forma instantânea, se a tensão no barramento de interligação do gerador à rede atingir um valor inferior a 0.9 p.u..

6.4.3.1 Resultados da primeira solução encontrada pelo algoritmo

Na Figura 6.22 podem observar-se as condições de operação do cenário analisado, para a área de controlo 1, relativas ao regime estacionário pré-defeito no caso de terem sido aplicadas as sugestões fornecidas pela primeira solução encontrada pelo algoritmo implementado, a qual se denomina *situação modificada*. Esta figura tem a mesma legenda que já se descreveu atrás para a Figura 6.21. As diferenças que se observam entre as situações *inicial insegura* (que se caracteriza na Figura 6.21) e *modificada* (que se caracteriza na Figura 6.22), resultam das medidas de controlo preventivo que foram sugeridas pelo algoritmo e que se apresentam na Figura 6.23. A legenda desta figura corresponde à das figuras que já se apresentaram na secção 6.4.2.4. Como complemento para a interpretação de resultados, na Figura 6.23 acrescenta-se ainda a seguinte informação: modificações sugeridas para a reserva girante de cada gerador convencional equivalente (ΔSR).

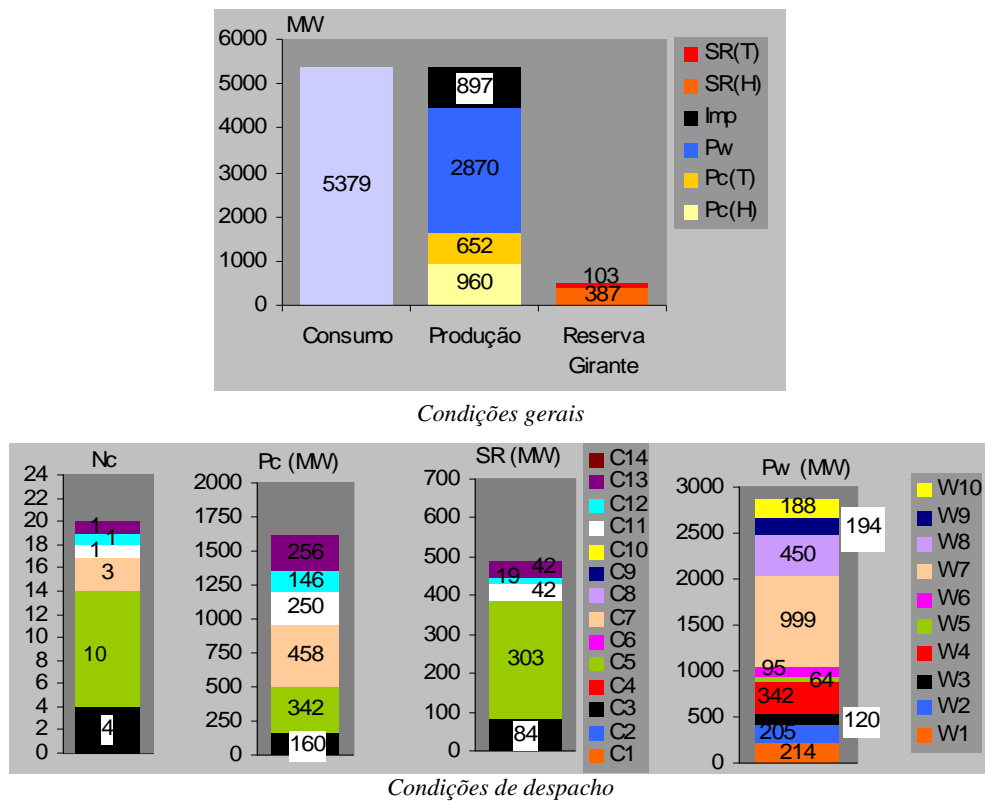


Figura 6.22 – Condições de operação pré-defeito para a área de controlo 1 – situação modificada

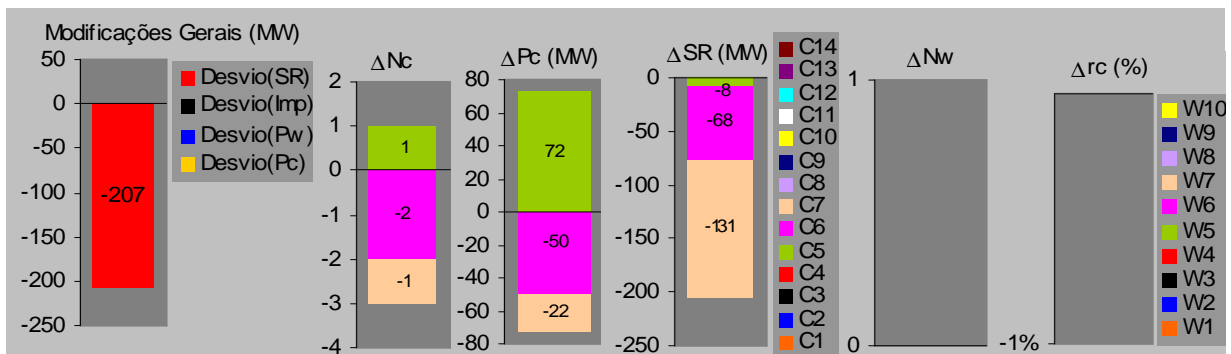


Figura 6.23 – Medidas de controlo sugeridas pelo algoritmo de optimização ($f(x) = 144 \text{ MW}$)

Da análise da Figura 6.21 à Figura 6.23 atrás descritas, observa-se que o algoritmo sugere:

- a ligação de uma máquina e o aumento, em 72 MW, da produção no gerador convencional equivalente C5 (hídrico), resultando numa perda de apenas 8 MW de reserva girante nesse local;
- a saída de serviço do gerador convencionais equivalentes C6 (hídrico), resultando numa perda de 50 MW de produção e de 68 MW de reserva girante nesse local;
- a desligação de uma máquina no gerador convencional equivalente C7 (hídrico), resultando numa perda de 22 MW de produção e de toda a reserva girante disponível nesse local (131 MW).

Verifica-se, assim, que as medidas de controlo sugeridas para este cenário consistem num reescalamento e redespacho entre 3 geradores convencionais equivalentes do tipo hídrico, sendo estes acompanhados por uma redução de 207 MW da reserva girante hídrica disponível na área de controlo em análise. Nesta solução, não se sugere a realização de qualquer alteração da produção eólica em serviço, ou da importação proveniente da área de controlo vizinha. Neste caso, o valor atingido pela função objectivo $f(x)$, tal como se descreve na secção 6.2.2, corresponderá a:

$$\begin{aligned}
 f(x) &= |\Delta Imp| + \sum_{i=1}^{nc} |\Delta Pc_i| + \sum_{j=1}^{nw} |\Delta Pw_j| + \sum_{i=1}^{nc} (\Delta SR_i)_{if} \quad \Delta SR_i > 0 & (6.48) \\
 &= |0| + |72| + |-50| + |-22| + |0| + 0 = 144 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

Em ambas as situações de operação, *insegura* e *modificada*, o defeito simulado provoca a saída de serviço de todos os geradores eólicos equivalentes da rede. Estas saídas de serviço

resultam numa perda de 2.87 GW de produção (ver Figura 6.21 ou Figura 6.22), sendo este valor superior à reserva girante disponível na área de controlo em análise, que totaliza 0.697 GW nas condições de operação classificadas como inseguras (ver Figura 6.21) e 0.49 GW nas condições de operação modificadas (ver Figura 6.22).

A Figura 6.24 permite ilustrar a eficácia das medidas de controlo sugeridas em garantir a segurança de operação da área de controlo 1, face à perturbação considerada.

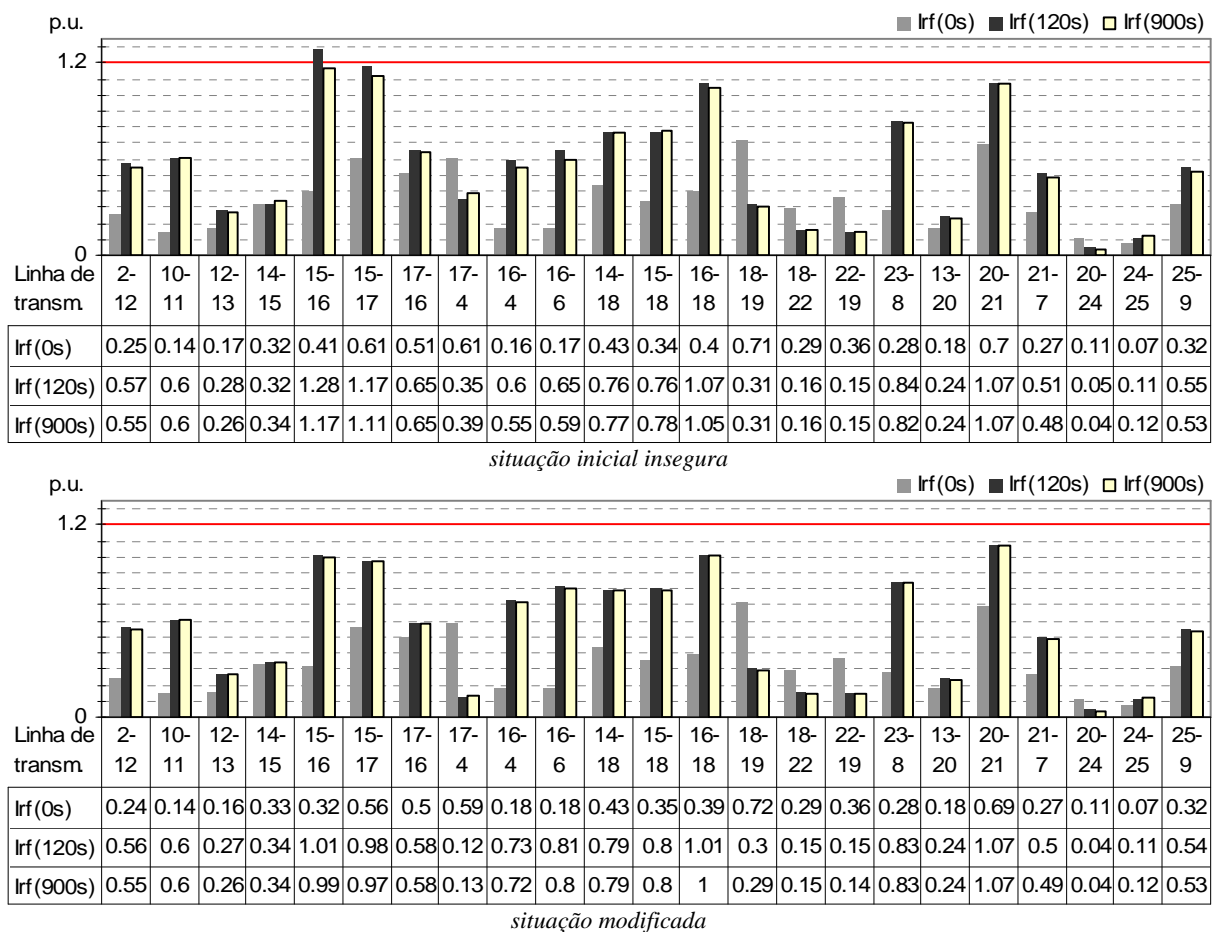


Figura 6.24 – Avaliação de segurança das linhas de transmissão da área de controlo 1

Seja I_{rf} a intensidade de corrente que percorre a linha $r-f$ (i.e., linha que liga os barramentos r e f) à entrada do barramento r , esta figura apresenta, para as situações *insegura* e *modificada* do cenário em análise, os seguintes valores para todas as linhas de transmissão da área de controlo 1:

- $I_{rf}(0s)$ – valor de I_{rf} no regime estacionário pré-defeito;
- $I_{rf}(120s)$ – valor de I_{rf} 2 minutos (120 segundos) após a ocorrência do defeito;

- $I_{rf}(900s)$ – valor de I_{rf} 15 minutos (900 segundos) após a ocorrência do defeito.

Todos os valores apresentados nesta figura foram obtidos através dos resultados da simulação dinâmica do sistema eléctrico, sendo fornecidos em p.u. do valor máximo admitido em regime permanente (I_z), tendo, neste cenário, sido considerados os valores de limite que se definem no Anexo 1 para dias de Verão. Recorde-se que, de acordo com as margens de segurança estabelecidas neste trabalho, considerou-se que ocorrerá perda de segurança se o valor da corrente de um ramo ultrapassar, durante o regime quasi-estacionário, um limiar máximo de 1.2 p.u.. Supõe-se que o regime quasi-estacionário corresponde a todo o regime dinâmico que ocorre a seguir ao regime transitório de pós-perturbação (i.e., o tempo de actuação dos sistemas de regulação primária da frequência que, tipicamente, dura entre 15 a 30 segundos).

Tal como se pode observar pelos resultados apresentados na Figura 6.24, na *situação inicial insegura*, considera-se que o sistema perde segurança por a carga da linha 15-16 ultrapassar, aos 2 minutos, o limiar de segurança estabelecido de 1.2 p.u.. A partir dos resultados apresentados na Figura 6.24 para a *situação modificada*, observa-se que as medidas de controlo sugeridas pelo algoritmo são capazes de retornar o sistema para um ponto de operação seguro. Efectivamente, para a *situação modificada* pode-se garantir que nenhuma das linhas da área de controlo 1 ultrapassa o limiar de segurança definido para sobrecargas temporárias, uma vez que, em todas estas linhas, tanto $I_{rf}(120s)$ como $I_{rf}(900s)$ são inferiores a esse limiar (1.2 p.u.).

Na Figura 6.25 podem-se observar alguns dos resultados fornecidos pela simulação dinâmica do defeito (que corresponderam à validação das medidas de controlo sugeridas), nomeadamente, a evolução temporal, durante 2 minutos (120 s) após a ocorrência do defeito que se simula aos 0 segundos, das seguintes variáveis do sistema:

- Im_p – importação obtida da área de controlo vizinha;
- Δf – desvio de frequência, em relação aos 50 Hz, da área de controlo em análise;
- I_{rf} – intensidade de corrente que percorre a linha $r-f$ (à entrada do barramento r);
- P_{rf} e Q_{rf} – trânsito de potências, activa e reactiva da linha $r-f$ (à entrada do barramento r e no sentido de r para f).

Para cada variável considerada, no mesmo gráfico é apresentada a evolução temporal resultante da *situação inicial insegura* e da *situação modificada*. Para este cenário, apenas se apresenta a evolução temporal do trânsito de potências e da intensidade da corrente para a linha 15-16, por se ter verificado que, para o cenário em análise, este é o único ramo de transmissão que pode colocar em risco a segurança do sistema.

A Figura 6.26 permite visualizar a evolução temporal das mesmas variáveis, mas para um período de tempo correspondente a 15 minutos (900 s) de simulação.

Apresentam-se ainda as evoluções temporais da Figura 6.27, que permitem comparar o comportamento dinâmico do sistema, para a *situação modificada*, entre as hipóteses de haver e não haver actuação dos sistemas de AGC.

Pela análise da evolução temporal da grandeza I_{rf} que se apresenta na Figura 6.25 e Figura 6.26, confirma-se a passagem da linha 15-16 de uma situação de insegurança para segurança, no caso de serem aplicadas as medidas de controlo sugeridas. Efectivamente, na Figura 6.25 observa-se que, no caso de as medidas de controlo não serem aplicadas (*situação inicial insegura*), a violação do limiar de 1.2 p.u. verifica-se desde o momento em que a perturbação ocorreu até, pelo menos, aos 2 minutos após a perturbação, altura esta em que a sobrecarga do ramo é ainda de 28%. Na Figura 6.26 observa-se que, apesar da actuação benéfica dos sistemas de AGC, a violação do limiar de 1.2 p.u. ainda se mantém nesta linha por mais alguns minutos, estabilizando a sua carga, por volta dos 4 minutos (240 s), com um valor correspondente a 17% de sobrecarga (i.e., com um valor próximo do limiar para sobrecargas temporárias).

Na Figura 6.25 e Figura 6.26 observa-se que, se forem aplicadas as medidas de controlo sugeridas (*situação modificada*), a violação do limiar de 1.2 p.u. só dura até cerca de 50 segundos após a perturbação, tendo a carga do ramo, a partir daí, um valor progressivamente decrescente, e que aos 2 minutos é de apenas 1.01 p.u., acabando por estabilizar, por volta dos 4 minutos, com um valor de 0.99 p.u. (i.e., sem qualquer sobrecarga).

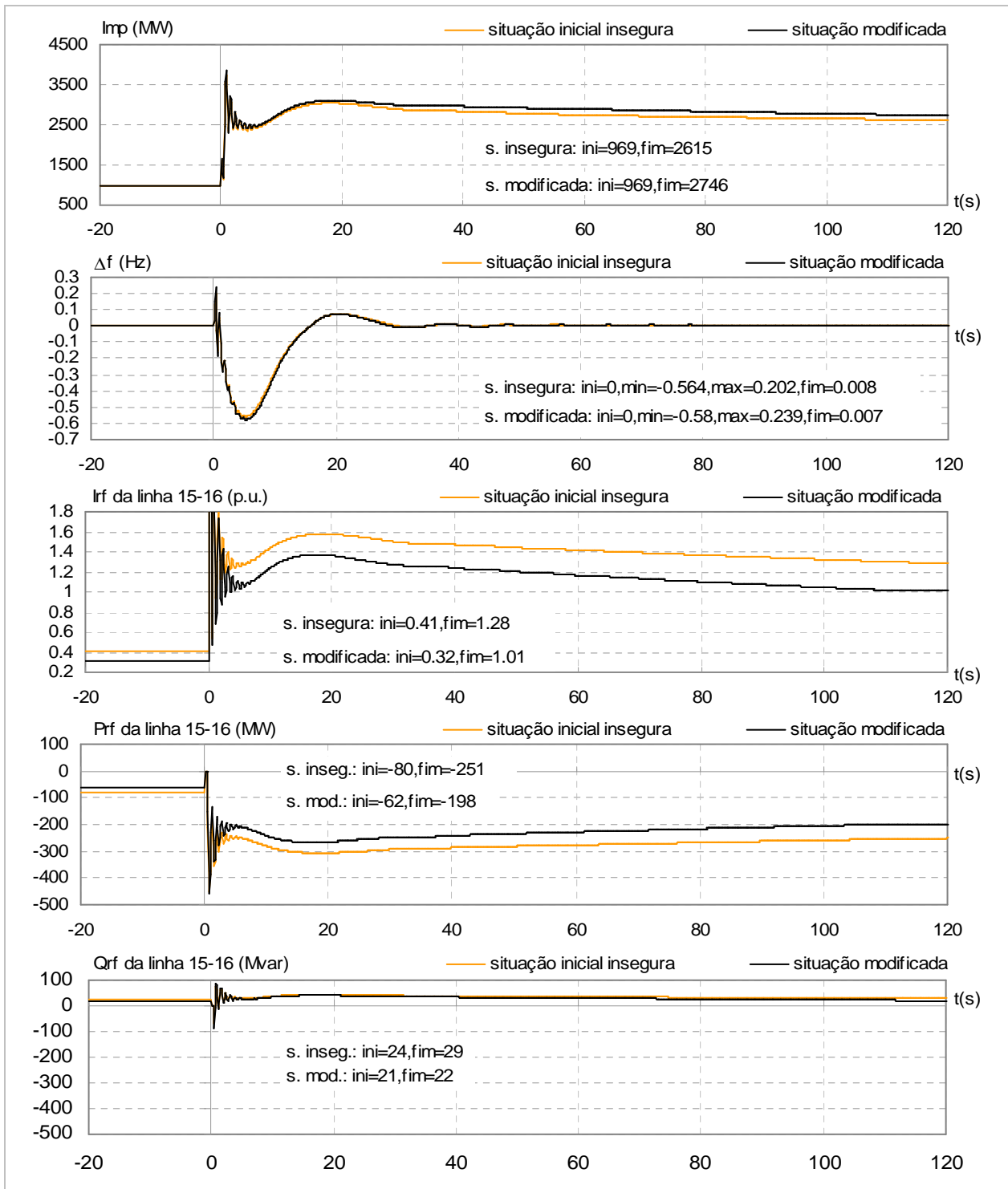


Figura 6.25 – Resultados de 2 minutos de simulação dinâmica¹

¹ Note-se que o valor de importação que aqui se apresenta, para o regime estacionário pré-defeito, não corresponde exactamente aos que se descrevem na Figura 6.21 e Figura 6.22, por o primeiro corresponder ao resultado de um problema de trânsito de potências (pelo que entra com as perdas de Joule da rede de transmissão).

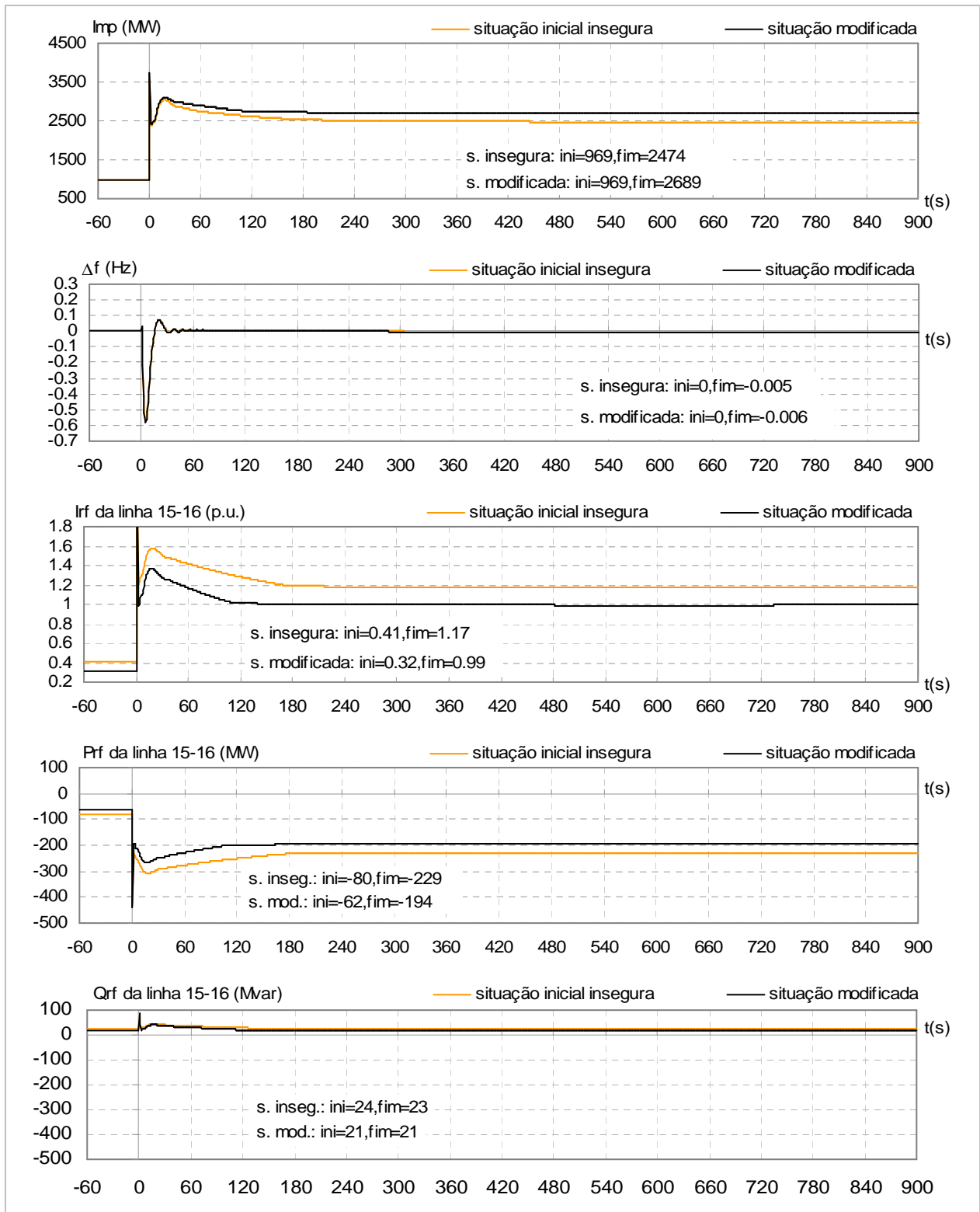


Figura 6.26 – Resultados de 15 minutos de simulação dinâmica

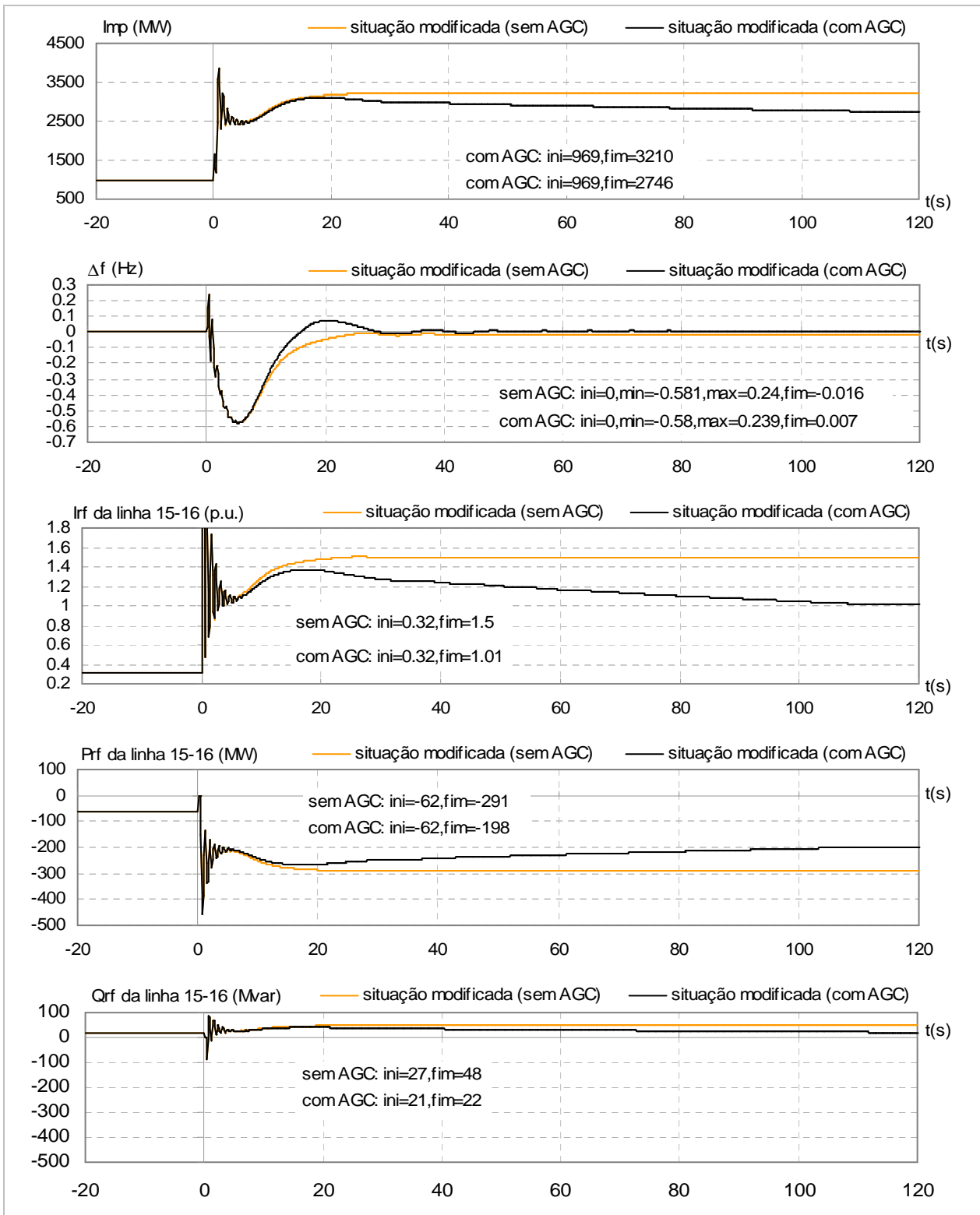


Figura 6.27 – Resultados de simulação dinâmica para a situação modificada sem/com AGC

Saliente-se que, para este exemplo, a actuação dos sistemas de AGC é crucial para que a linha 15-16 consiga retornar a um ponto de operação considerado como seguro. Efectivamente, tal como se pode observar pelas evoluções temporais de I_{rf} que se apresentam na Figura 6.27, verifica-se que, estando o sistema com as condições de operação sugeridas de controlo preventivo:

- se o sistema de controlo secundário estivesse desactivado, a carga da linha 15-16 estabilizaria num valor correspondente a 50% de sobrecarga;
- com o sistema de controlo secundário activado, após 2 minutos da ocorrência da perturbação a carga da linha só corresponderá a apenas 1% de sobrecarga.

Desta análise confirma-se a suposição inicialmente considerada, para a realização do presente trabalho, de a actuação dos sistemas de AGC ter uma influência não desprezável na carga que os ramos de transmissão terão durante o regime quasi-estacionário de pós-perturbação.

Das evoluções temporais de P_{rf} e Q_{rf} que se apresentam na Figura 6.25 e Figura 6.26 para esta linha, observa-se que a perturbação considerada provoca uma variação considerável do valor do trânsito de potência activa (P_{rf}) entre o regime estacionário pré-defeito ($P_{rf}(0s)$) e o regime quasi-estacionário pós-defeito (nos quais se incluem os valores de $P_{rf}(120s)$ e $P_{rf}(900s)$), o que se explica pela elevada perda de produção eólica sentida na área de controlo. Por outro lado, observa-se que a variação do valor do trânsito de potência reactiva (Q_{rf}) entre os mesmos regimes de pré e pós-defeito é pouco significativo, nomeadamente por se ter considerado que os geradores eólicos estão dotados de um sistema de compensação de factor de potência. Daqui se conclui que o aumento de carga que ocorre na linha provocado por esta perturbação (nomeadamente de $I_{rf}(0s)$ para $I_{rf}(120s)$ ou para $I_{rf}(900s)$) se deve essencialmente às diferenças ocorridas ao nível do trânsito de potências activas (entre $P_{rf}(0s)$ e $P_{rf}(120s)$ ou entre $P_{rf}(0s)$ e $P_{rf}(900s)$). Destes resultados se justifica ter recorrido, no presente trabalho, a variáveis de controlo que realizam alterações, essencialmente, ao nível dos trânsitos de potência activa.

Fazendo-se uma análise mais detalhada das evoluções temporais que se apresentam da Figura 6.25 à Figura 6.27, será possível justificar as medidas de controlo sugeridas pelo algoritmo. Pela observação das evoluções temporais de I_{rf} e P_{rf} para a linha 15-16, nota-se que a redução de carga obtida para esta linha durante o regime quasi-estacionário pós-defeito, como consequência da adopção das medidas de controlo sugeridas, resulta de:

- efeito 1: redução do trânsito de potência activa na linha, durante o regime estacionário pré-defeito, no sentido da importação (i.e.: no sentido do barramento 16 para o barramento 15);
- efeito 2: recuperação mais rápida da variação que o trânsito de potência activa da linha sofre na sequência da perda de produção eólica.

Refira-se que o sentido da importação para esta linha será do barramento 16 para o barramento 15, uma vez que é nesse sentido que se observa, nos primeiros segundos após a perturbação, um aumento do trânsito de potência activa (altura essa em que o sistema está sob a acção de controlo primário dos geradores, pelo que sofre um aumento da importação proveniente da área de controlo vizinha). No regime estacionário pré-defeito do cenário em análise, o trânsito de potência activa na linha 15-16 ocorre no sentido 16-15, pelo que o barramento 16 se considera como a extremidade de emissão e o barramento 15 como a de recepção.

Verificando-se que a perturbação considerada provoca um aumento do trânsito de potência activa na linha, no sentido do barramento 16 para 15, então terá lógica que as medidas de controlo preventivo sugeridas efectuem uma redução do valor desse trânsito para o regime estacionário pré-perturbação (efeito 1), permitindo assim aumentar a margem de segurança da linha. Este efeito explica-se pelo facto de o redespacho que é sugerido entre máquinas convencionais (ver grandezas ΔP_c que se apresentam na Figura 6.23), se traduzir, para o regime estacionário pré-defeito, num aumento da produção de potência activa imediatamente a jusante da linha (de 72 MW em C5) e numa redução de produção imediatamente a montante da linha (de 50 MW em C6 e 22 MW em C7).

O efeito 2 explica-se por as mesmas medidas de controlo se traduzirem na eliminação da reserva girante secundária que se encontrava disponível, na área de controlo, imediatamente a montante da linha (de 68 MW em C6 e de 131 MW em C7), e por não permitir uma redução relevante desse tipo de reserva, imediatamente a jusante da linha (através da ligação de uma máquina em C5). Desta forma, quando por volta dos 15 a 20 segundos se começa a sentir o efeito dos sistemas de AGC (ver gráficos da Figura 6.27), a sua acção, que visa aumentar a produção da área de controlo 1 para compensar a perda de produção eólica sentida, será, na *situação modificada*, mais benéfica para a redução de carga da linha 15-16, por a reserva girante disponível para esta acção não se encontrar, nesta situação, a montante do sentido de importação para esta linha (que, tal como já se explicou, é do barramento 16 para o 15).

Esta análise confirma a suposição inicialmente considerada, para a realização do presente trabalho, de o despacho inicial e localização das reservas girantes secundárias ter uma influência não desprezável para a carga que os ramos de transmissão terão durante o regime quasi-estacionário de pós-perturbação.

Da evolução temporal do desvio de frequência (Δf) que se apresenta na Figura 6.25, pode observar-se que as quedas transitórias da frequência provocadas pela súbita perda de cerca de 2.9 GW de produção eólica (o que corresponde a uma penetração eólica próxima dos 50 %), em ambas as situações consideradas, não ultrapassa um valor de 0.6 Hz. Pode-se considerar que este comportamento transitório da frequência não introduz problemas de exploração no sistema, em especial, por não provocar a activação dos primeiros escalões de deslastre frequencimétrico regulados para 49 Hz (tal como se especifica em [22]). A partir destes resultados se exemplifica como um sistema interligado consegue ser bastante robusto em termos do comportamento transitório da frequência, situação esta que, tal como se explica no Capítulo 2, não se verifica para o caso das redes isoladas.

6.4.3.2 *Resultados alternativos fornecidos por uma variante de ordem de mérito inferior*

Nesta secção analisam-se as medidas de controlo sugeridas, para o mesmo cenário em análise, por uma variante de optimização de ordem de mérito inferior à que forneceu os resultados que se analisaram na secção 6.4.3.1 anterior. Este conjunto de medidas denomina-se, nesta secção, *solução alternativa*, tendo resultado da resolução de uma variante do modelo de programação não linear implementado e que se descreve na secção 6.2.4.2 (variante “ANNmc2_v1relaxNcS”).

Da Figura 6.28 à Figura 6.31 é feita a caracterização, tal como na secção anterior, das medidas de controlo sugeridas pela variante de optimização em análise e dos efeitos que essas medidas provocam no comportamento dinâmico do sistema.

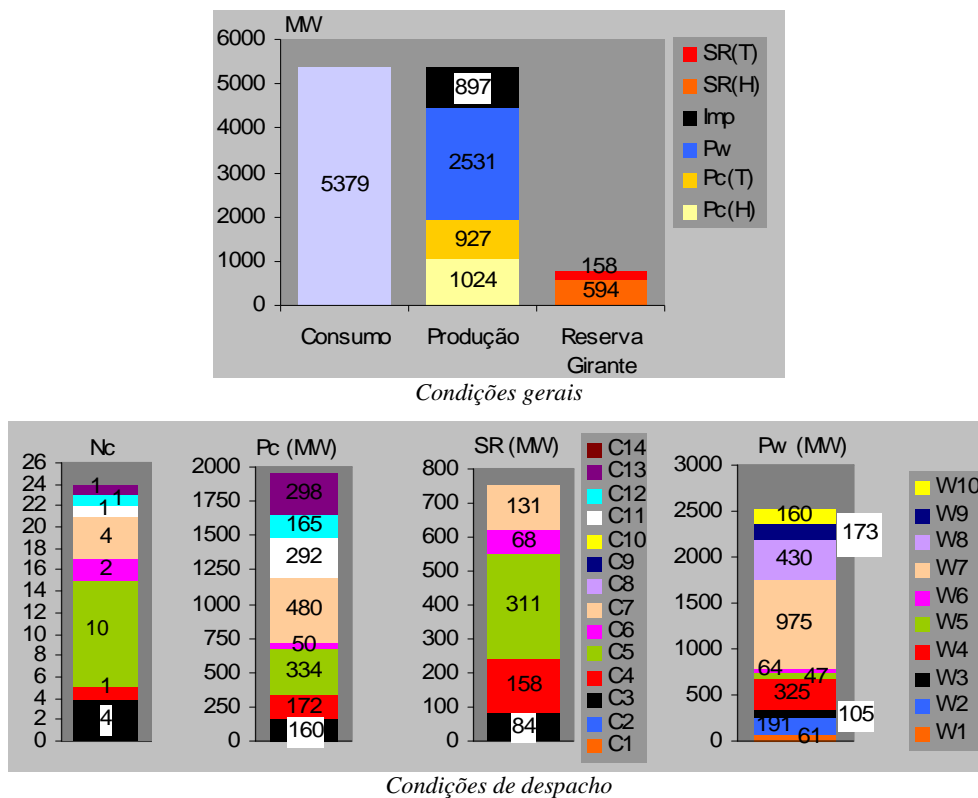


Figura 6.28 – Condições de operação pré-defeito para a área de controlo 1 – solução alternativa

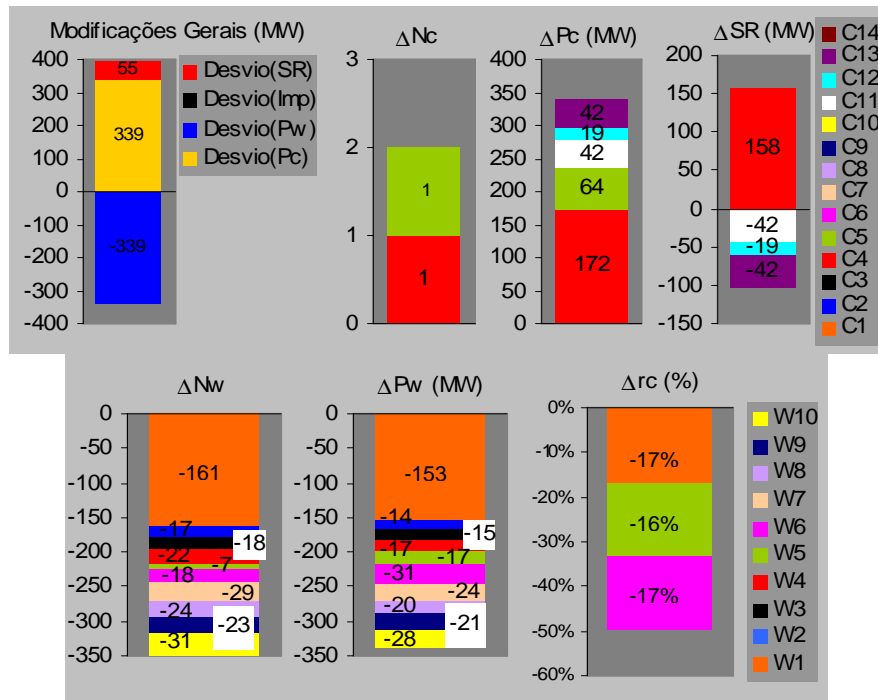


Figura 6.29 – Medidas de controlo sugeridas pela solução alternativa do algoritmo ($f(x) = 733$ MW)

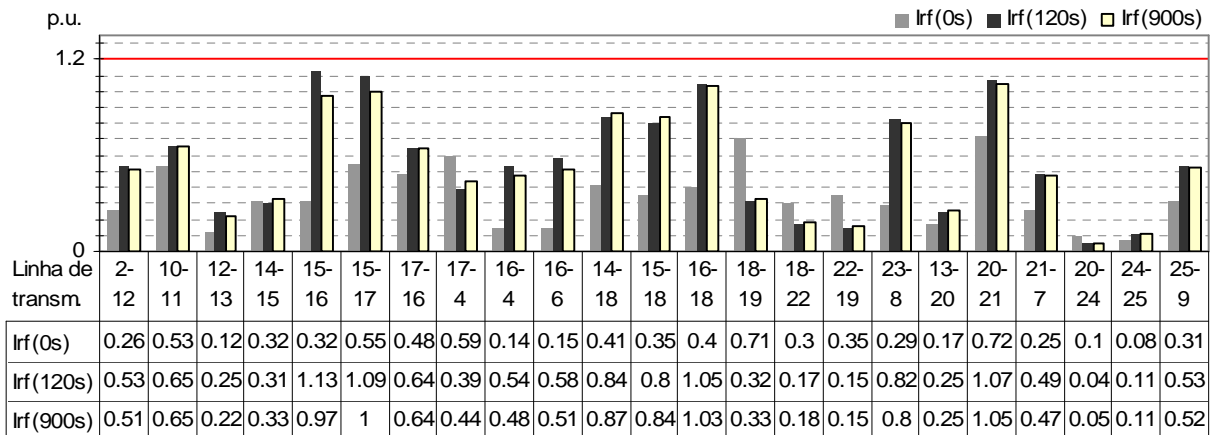


Figura 6.30 – Avaliação de segurança das linhas de transmissão da área de controlo 1 – solução alternativa

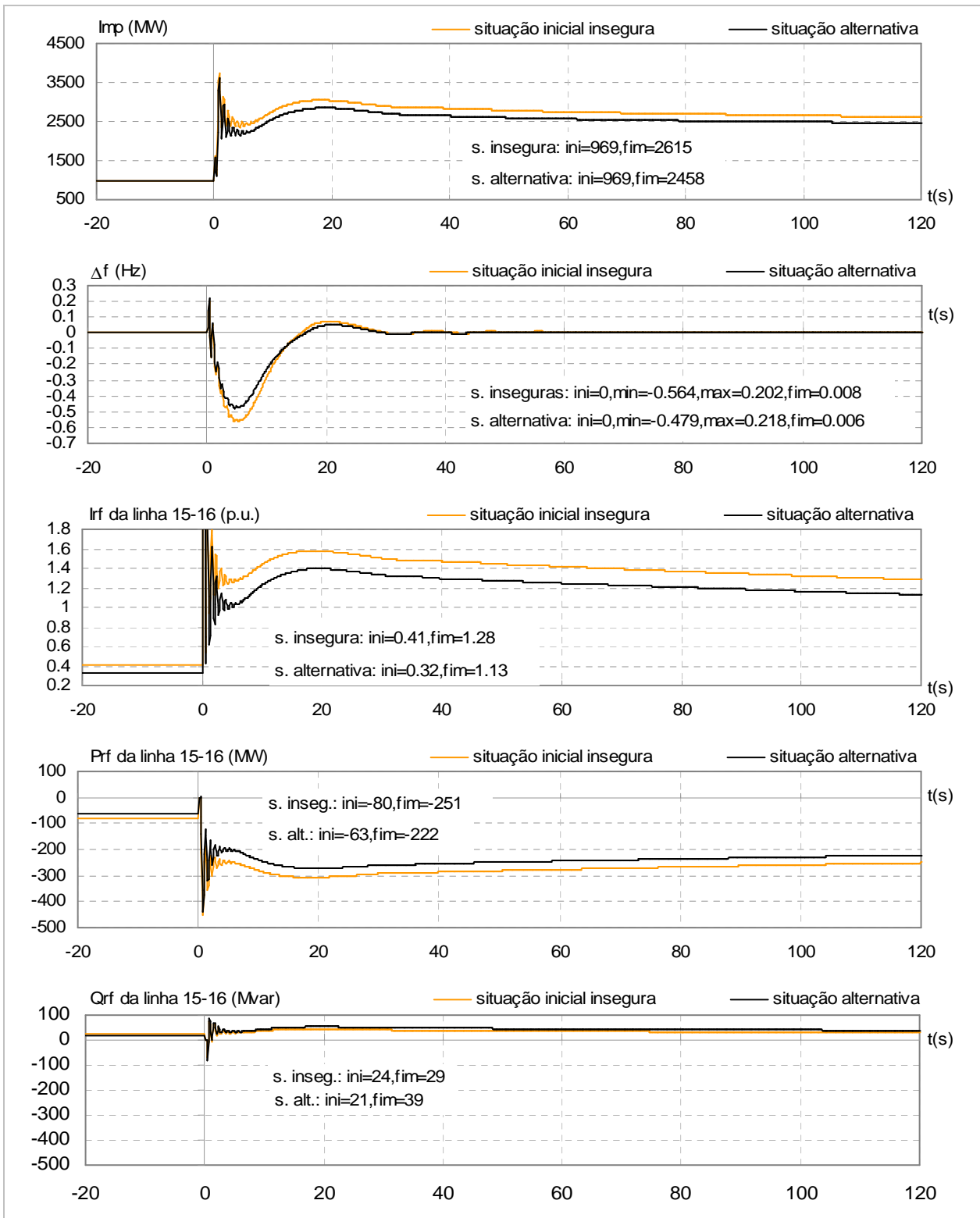


Figura 6.31 – Resultados de 2 minutos de simulação dinâmica – solução alternativa

Da análise da Figura 6.28 e Figura 6.29, pode observar-se que o algoritmo sugere:

- a redução, em 339 MW, da produção eólica da área de controlo em análise, resultando esta da desligação de máquinas em todos os geradores eólicos equivalentes que se encontram em serviço e da redução de cerca de 17% de carga em *W1*, *W5* e *W6*.
- o aumento, em 339 MW, da produção convencional na mesma área de controlo, resultando este das seguintes acções:
 - ligação de uma máquina e o aumento, de 64 MW, da produção no gerador convencional equivalente *C5* (hídrico), resultando num mesmo valor de reserva girante nesse local;
 - a entrada em serviço do gerador convencional *C4* (térmico de turbina a gás), através da ligação de uma máquina a produzir 172 MW e com 158 MW de reserva girante;
 - o aumento da produção nas três máquinas térmicas que se encontram em serviço (de 42 MW, 19 MW e 42 MW, em *C11*, *C12* e *C13*, respectivamente), resultando na perda de toda a reserva girante que se encontrava disponível nessas máquinas.

Em termos gerais, com estas medidas o modelo sugere que se reduza, em 339 MW, a produção eólica que se encontra em exploração na área de controlo em análise, devendo esta redução ser compensada pelo aumento da produção convencional na mesma área de controlo. Seguindo a mesma filosofia das medidas de controlo que resultaram da primeira solução encontrada pelo algoritmo (ver secção 6.4.3.1), segundo a *solução alternativa* o aumento de produção é, essencialmente, efectuado em geradores que se encontram a jusante do sentido de importação para a linha 15-16 (neste caso, nos geradores convencionais *C5* (hídrico) e *C4* (térmico de turbina a gás)), resultando assim no efeito 1 (de redução do trânsito de potência activa na linha, durante o regime estacionário pré-defeito, no sentido da importação) já atrás explicado na secção 6.4.3.1. Relativamente ao efeito 2 (de recuperação mais rápida da variação que o trânsito de potência activa da linha 15-16 sofre na sequência da perda de produção eólica), este é alcançado através da manutenção da reserva girante disponível em *C5* e da criação deste tipo de reserva em *C4* (recorrendo, para isso, à ligação de uma máquina em cada um destes geradores equivalentes), resultando assim num aumento da reserva girante secundária disponível imediatamente a jusante do sentido de importação da linha 15-16.

Com as medidas que resultam desta *solução alternativa*, observa-se ainda um terceiro efeito que consiste na diminuição da severidade da perturbação. Este efeito resulta da sugestão de se

reduzir a produção eólica que se encontra em exploração, durante o regime permanente de pré-perturbação, fazendo com que a perda de produção eólica passe de 2.87 GW para 2.531 GW.

Neste caso, o valor atingido pela função objectivo $f(\mathbf{x})$ a minimizar corresponderá a:

$$f(\mathbf{x}) = |\Delta Im p| + \sum_{i=1}^{nc} |\Delta P c_i| + \sum_{j=1}^{nw} |\Delta P w_j| + \sum_{i=1}^{nc} (\Delta SR_i)_{if_{\Delta SR_i > 0}} = \quad (6.49)$$

$$= |0| + |339| + |-339| + 55 = 733 \text{ MW}$$

resultando, assim, num valor bastante superior ao atingido pela primeira solução encontrada pelo algoritmo de optimização (ver equação (6.48)). O pior resultado aqui alcançado explica-se por a variante de optimização aplicada não permitir a desligação de máquinas convencionais (i.e., por corresponder a uma versão “NcS”), limitando assim as possibilidades de troca de potências entre máquinas convencionais.

Tal como se pode confirmar pelos resultados retirados da simulação dinâmica que se apresentam no gráfico de barras da Figura 6.30, a aplicação das medidas de controlo alternativas aqui apresentadas garantem que, durante o regime quasi-estacionário de pós-perturbação, a carga de todas as linhas de transmissão da área de controlo em análise é inferior ao limiar de segurança de 1.2 p.u.. Efectivamente, tal como na solução analisada na secção anterior (*situação modificada*), para a solução que se analisa nesta secção (*solução alternativa*) pode-se garantir que nenhuma das linhas da área de controlo 1 ultrapassa o limiar de segurança definido para sobrecargas temporárias (1.2 p.u.), uma vez que, em todas estas linhas, tanto $I_{rf}(120s)$ como $I_{rf}(900s)$ são inferiores a esse limite.

Da comparação entre estes resultados e os que se descrevem na secção 6.4.3.1 anterior, conclui-se que as medidas sugeridas pela *solução alternativa* aqui apresentada, apesar de diferentes, são igualmente eficazes.

6.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo propôs-se a utilização de um algoritmo para o fornecimento, em ambiente de tempo real, de medidas de controlo preventivo para áreas de controlo de sistemas eléctricos interligados que explorem elevadas penetrações de produção eólica, onde os requisitos de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão não tenham sido totalmente adoptados. Tal como se descreve neste capítulo, o conceito geral do algoritmo consiste na resolução sucessiva de problemas de optimização, com medidas de controlo progressivamente mais abrangentes, parando o processo logo que seja encontrada uma solução de medidas de controlo que consiga garantir a segurança de operação do sistema, atendendo a problemas de sobrecarga temporária nos ramos de transmissão provocados pela súbita perda de produção eólica na área de controlo em análise.

A implementação da metodologia proposta implica que se treinem estruturas de segurança de aprendizagem automática (AA) com os aspectos construtivos e de treino que se descrevem no Capítulo 3 e Capítulo 5. Nomeadamente, para cada ramo de transmissão para o qual se pretenda realizar avaliação de segurança dinâmica, deverão ser treinadas estruturas de segurança do seguinte tipo:

- modelo de regressão linear, envolvendo, eventualmente, o treino prévio de uma árvore de regressão, como medida para melhorar a capacidade de previsão dos modelos de regressão linear;
- rede neuronal artificial.

Sendo o tempo de cálculo exigido pelo algoritmo de controlo preventivo proposto, um factor predominante para a aplicabilidade desta ferramenta em ambiente de tempo real, tal como se explicou no presente capítulo, muitas das opções adoptadas para a implementação do algoritmo visaram minimizar esses tempos. Outros factores que influenciaram as opções de implementação adoptadas foram os seguintes:

- qualidade das medidas de controlo preventivo sugeridas, medida pela minimização das alterações sugeridas em relação às condições de operação em análise que se classificam como inseguras;
- taxa de sucesso do algoritmo em conseguir obter uma sugestão de medidas de controlo preventivo que seja capaz de retornar o sistema para uma situação segura.

Uma descrição detalhada do algoritmo de controlo preventivo implementando foi feita nas secções 6.2 e 6.3 deste capítulo. Na secção 6.4, a qualidade dos resultados fornecidos pelo algoritmo foi testada por aplicação ao problema de segurança que se analisou, no Capítulo 4, para uma rede interligada de teste. Com os resultados apresentados nesta secção, para além de se demonstrar a aplicabilidade e utilidade da metodologia proposta, justificam-se muitas das opções tomadas para a implementação do algoritmo.

Neste trabalho foram seleccionadas medidas de controlo preventivo para garantir a robustez de operação face à ocorrência de um curto-circuito trifásico simétrico num determinado ramo da rede de transporte. A consideração de curto-circuitos em outros locais alternativos corresponderá à simples introdução de restrições de segurança adicionais, sob a forma de modelos funcionais de AA. Assim, a consideração de mais do que uma perturbação não introduz complexidade na implementação da metodologia proposta, traduzindo-se, no entanto, na necessidade de extrair novos modelos funcionais de AA.

Capítulo 7:

CONCLUSÕES

7.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

Nesta tese foi desenvolvida uma metodologia, com base em métodos de aprendizagem automática (AA), para a implementação de ferramentas computacionais que permitam, em ambiente de tempo real, avaliar a segurança de operação de áreas de controlo de sistemas eléctricos interligados que explorem elevadas penetrações de produção eólica, onde os requisitos de capacidade de sobreviver a cavas de tensão não tenham sido totalmente adoptados. Propõe-se ainda a utilização de um algoritmo que, com base nas mesmas técnicas de AA, é capaz de sugerir, também em ambiente de tempo real, medidas de controlo preventivo para garantir a segurança de operação deste tipo de sistemas.

De entre os problemas que podem ser provocados, nos sistemas eléctricos interligados, pela exploração de elevadas penetrações de produção eólica, foi analisado o problema de segurança que consiste no aparecimento de sobrecargas em regime quasi-estacionário, em ramos de transmissão, que ultrapassem os limites de operacionalidade definidos como aceitáveis, como consequência da ocorrência de defeitos que envolvam uma perda significativa de produção eólica, devido a estes geradores não disporem de capacidade de sobreviver a cavas de tensão. Esta escolha resultou do facto de se poder considerar que a ocorrência de curto-circuitos na rede e suas consequências determinam um novo tipo de problema de segurança dinâmico que, no caso dos sistemas interligados com elevados volumes de produção eólica, pode conduzir à perda de estabilidade da rede ou à ocorrência de sobrecargas nos ramos da rede de transporte. Até à realização do presente trabalho, não tinha sido testada a aplicação de técnicas de AA para efectuar a avaliação de segurança deste tipo de problemas.

A qualidade dos resultados fornecidos pela metodologia proposta de monitorização de segurança e de fornecimento de medidas de controlo preventivo foi, neste trabalho, avaliada por aplicação a um problema de segurança de uma rede interligada que se criou para efeito de proceder a testes. O problema de segurança analisado consistiu na avaliação da ocorrência de

sobrecargas em regime quasi-estacionário nos ramos de transmissão de uma determinada área de controlo do sistema interligado de teste, na sequência da ocorrência de um curto-circuito trifásico simétrico franco numa linha da rede de transporte, sendo este eliminado pela saída de serviço da linha com defeito. Nesta análise, considerou-se que todos os geradores eólicos dessa área de controlo dispõem de protecções de mínimo de tensão que actuam, de forma instantânea, sempre que a tensão no barramento de interligação do gerador à rede atinge um valor inferior a 0.9 p.u..

Na metodologia desenvolvida, para a função de monitorização de segurança dinâmica da área de controlo em tempo real, propôs-se a utilização de Redes Neurais Artificiais (ANN), tal como as que foram treinadas para o caso de estudo analisado neste trabalho e cujos aspectos construtivos e opções de treino adoptadas se descrevem no Capítulo 3 e Capítulo 5. Esta sugestão teve como base a já demonstrada superioridade deste tipo de método de AA em fornecer estimativas precisas sobre a segurança dinâmica de sistemas eléctricos, bem como os resultados que se obtiveram, no presente trabalho, relativamente à qualidade da precisão fornecida pelas ANN que se treinaram para avaliar o problema de segurança analisado.

Se um cenário de operação for classificado como inseguro, segundo a metodologia desenvolvida, é possível identificar sugestões para as medidas de controlo preventivo a tomar, recorrendo à resolução sucessiva de variantes de um modelo de programação linear, com medidas de controlo progressivamente mais abrangentes, no qual a avaliação de segurança dinâmica é efectuada por estruturas de segurança de AA do tipo linear. Nesta metodologia, sugere-se que o processo de procura de medidas de controlo preventivo termine, logo que seja encontrada uma solução que consiga garantir a segurança de operação para o cenário em análise, sendo esta avaliação de segurança feita por ANN.

Na aplicação do algoritmo implementado ao problema de segurança analisado para a rede interligada de teste, como estruturas de segurança do tipo linear foram utilizados os modelos de regressão linear (LRM) cujos aspectos construtivos e opções de treino adoptadas se descrevem no Capítulo 3 e Capítulo 5. Esta abordagem foi seleccionada atendendo à qualidade dos resultados que se obtiveram do treino de LRM, para avaliação do problema de segurança em análise. Efectivamente, tal como se relatou no Capítulo 5, apesar da superioridade evidenciada pelas ANN, os LRM treinados não mostraram fornecer erros de regressão que se possam

considerar excessivos, no sentido de inviabilizar a sua utilização para efectuar funções de avaliação de segurança em ambiente de tempo real. Desta forma tornou-se possível aplicar os LRM treinados, sob a forma de restrições de segurança dinâmica lineares, para o desenvolvimento de um modelo de programação linear cujo objectivo consistiu em minimizar as alterações que será necessário efectuar, ao nível das condições de operação da área de controlo, de modo a que o cenário em análise passe a ser classificado como seguro. A definição do problema de optimização sob a forma de um modelo de programação linear, teve por objectivo permitir a sua resolução por aplicação do método *Simplex*, obtendo-se assim um elevado desempenho na resolução deste problema, quer em termos de tempo de cálculo, quer em termos da capacidade de se atingir o óptimo global.

No sentido de maximizar a taxa de sucesso do algoritmo de controlo preventivo (definida pela razão entre o nº de cenários para os quais o algoritmo consegue encontrar uma solução e o nº total de cenários analisados), propôs-se incluir ainda, numa ordem de mérito inferior, a resolução de variantes do modelo de programação linear com restrições de inteiros e, por último, a resolução de alguns modelos de programação não linear que resultam da substituição das estruturas de segurança do tipo linear por ANN. Esta última sugestão resultou de se ter verificado, por aplicação ao caso de estudo, que apesar das variantes de optimização que recorreram a ANN terem sido nitidamente as mais demoradas a encontrar uma solução de controlo e de terem fornecido um pior desempenho médio de optimização, a aplicação destas variantes possibilitou um aumento considerável da taxa de sucesso do algoritmo. Este resultado explica-se por as ANN permitirem, quando comparadas com estruturas de segurança do tipo linear, incluir uma caracterização mais completa da segurança dinâmica do sistema eléctrico.

Com o objectivo de maximizar a precisão com que a avaliação de segurança é feita, no âmbito do modelo de programação linear implementado, sugeriu-se ainda que os LRM que se utilizaram, neste trabalho, como restrições de segurança do tipo linear fossem substituídos por árvores de regressão linear (LRT), cujos aspectos construtivos e opções de treino a adoptar se descrevem no Capítulo 3 e Capítulo 5. Esta sugestão tem como base os resultados que se obtiveram do treino deste tipo de estruturas, para efectuar avaliação do problema de segurança que se analisou para a rede de teste. Efectivamente, a partir destas experiências, observou-se que as LRT permitem superar os LRM em termos da precisão com que efectuam avaliação do problema de segurança em análise. Este tipo de resultado foi obtido mesmo nas situações em

que se teve que adoptar condicionantes de treino, de modo a que as LRT se pudessem traduzir em restrições de segurança do tipo linear.

A partir da análise dos resultados fornecidos pelo algoritmo de controlo preventivo desenvolvido para o caso de estudo, para além de se ter demonstrado a aplicabilidade e utilidade da metodologia proposta, foi possível efectuar uma interpretação sobre os fenómenos envolvidos no problema dinâmico em análise. Em termos mais concretos, relativamente à identificação das condições de operação em regime permanente de pré-perturbação que mais influenciam o comportamento dinâmico em análise (i.e., o comportamento dinâmico da intensidade de corrente que percorre os ramos de transmissão, durante o regime quasi-estacionário de pós-perturbação), a partir da análise dos resultados obtidos foi possível ilustrar a importância:

- da actuação dos sistemas de AGC;
- da solução de despacho e de localização das reservas girantes secundárias que se disponibilizam na área de controlo em análise.

Através da análise das medidas de controlo preventivo que foram sugeridas pelo algoritmo, para um conjunto representativo de cenários de operação que se identificaram como sendo inseguros atendendo à perturbação considerada, foi possível mostrar que, para muitos destes cenários, o problema de segurança dinâmico em análise poderá ser evitado através da adopção do seguinte tipo de medidas:

- Redução da potência eólica que é explorada na área de controlo em análise, sendo esta compensada pelo aumento da produção convencional, e podendo, por vezes, envolver a ligação de máquinas convencionais.
- Redução da importação, sendo esta compensada pelo aumento da produção convencional, envolvendo, por vezes, a ligação de máquinas convencionais e podendo ser ou não acompanhada por uma ligeira diminuição da potência eólica.
- Troca de potências entre geradores convencionais que se encontrem em exploração na área de controlo em análise, envolvendo, por vezes, a ligação/desligação de máquinas convencionais, alterações estas que resultam usualmente em modificações pouco significativas ao nível das condições gerais de operação da área de controlo em análise (i.e., do valor total de produção convencional, potência eólica e importação).

Os resultados obtidos permitiram também mostrar que a inclusão, no algoritmo de controlo, de variantes de optimização que consideram a possibilidade de realizar alterações ao nível do escalonamento de grupos foi, para muitos dos cenários analisados, decisivo para que se conseguisse encontrar uma solução segura.

Da comparação entre as medidas de controlo que foram sugeridas pelas variantes de optimização que recorrem a ANN com as que resultaram das variantes que recorrem LRM, observou-se que as primeiras têm uma tendência para alterar as condições de operação de um maior número de máquinas da área de controlo em análise, bem como para sugerir aumentos da reserva girante total disponível nessa área de controlo. Estes resultados obtidos permitiram identificar, assim, mais uma vantagem da utilização do modelo de programação linear desenvolvido, em relação à aplicação das variantes construídas de programação não-linear que resultaram da substituição dos LRM por ANN.

Saliente-se que, por a metodologia de controlo preventivo proposta se basear na resolução de problemas de optimização, a sua implementação é flexível à consideração de diferentes especificações de base, tais como as que envolvem:

- a avaliação da segurança de operação do sistema atendendo à ocorrência de mais do que uma perturbação;
- a escolha dos geradores da área de controlo em análise nos quais se permite alterar as suas condições de operação;
- o tipo de medidas de controlo que se permite efectuar.

Tendo-se verificado que as medidas de controlo encontradas podem, para cada cenário de operação, variar de forma considerável entre as variantes de optimização que se adoptaram para a implementação do algoritmo de controlo preventivo, esta propriedade poderá ser aproveitada, ao nível da implementação do algoritmo, para a disponibilização de funcionalidades que permitam, ao operador, solicitar o fornecimento de mais do que uma sugestão de controlo.

Saliente-se que a rede de teste considerada não permitiu tratar situações em que os níveis de sobrecarga fossem muito elevados, como resultado de perdas de produção eólica. Tal resultou do facto da capacidade de interligação da rede considerada ser bastante elevada. Em sistemas eléctricos em que esta capacidade de interligação fosse substancialmente menor (ex:

interligação Espanha-França), as sobrecargas nas linhas de interligação seriam claramente maiores do que as que se obtiveram para a rede de teste, sendo nestes casos então particularmente interessante a adopção dos procedimentos de controlo que se propõem neste trabalho.

Para a extracção das estruturas de AA que avaliam a segurança de operação do caso de estudo, foi necessário, no presente trabalho, proceder à geração de um conjunto representativo de cenários de operação pré-analisados da rede interligada de teste. Esta tarefa foi implementada sob a forma de um algoritmo que permitiu a geração de dados que caracterizam o comportamento dinâmico de um qualquer sistema eléctrico interligado composto por duas áreas de controlo. Com a descrição que é feita deste algoritmo, pretendeu-se também, com o presente trabalho, contribuir para o desenvolvimento de algoritmos eficientes de geração de cenários de operação pré-analisados, para sistemas eléctricos interligados que explorem elevados volumes de produção eólica, que sejam capazes de caracterizar devidamente o comportamento dinâmico do sistema face à ocorrência de perturbações ao nível da produção eólica.

7.2 PERSPECTIVAS DE DESENVOLVIMENTO

No presente trabalho foram consideradas acções de controlo que alteram as condições de operação apenas ao nível do sistema de produção. No entanto, a metodologia proposta não invalida a consideração de outro tipo de acções de controlo, como as de reconfiguração da rede, deslastre de sistemas de bombagem ou de mudança de tomadas de transformadores desfasadores. Desta forma, é opinião da autora da presente tese que seria de interesse avaliar a eficácia da metodologia de controlo preventivo que foi proposta, com a inclusão destas acções alternativas de controlo. Tais considerações implicariam que a gama de operação das novas variáveis de controlo a adoptar fosse devidamente representada na fase de geração de dados. Envolveria ainda que as mesmas variáveis de controlo fossem incluídas no vector de variáveis de entrada candidatas, a considerar para treino das estruturas de AA, o que implicaria que se efectuasse uma análise prévia da relevância dessas variáveis em avaliar a segurança do sistema eléctrico.

O objectivo do problema de optimização implementado, para a definição de medidas de controlo preventivo, consistiu na minimização das alterações que será necessário efectuar, ao nível das condições de operação, de modo a que um cenário inseguro passe a ser classificado como seguro. Na definição da função objectivo deste problema, esta meta foi implementada sem entrar com a consideração de diferentes pesos de importância entre as variáveis de controlo que se adoptaram para a sua resolução. Esta opção de implementação teve como objectivo permitir efectuar uma interpretação das soluções de controlo obtidas, sob o ponto de vista da identificação das condições de operação em regime permanente de pré-perturbação que mais influenciam o comportamento dinâmico em análise. Numa implementação prática do algoritmo seria, no entanto, de interesse considerar pesos de importância entre as variáveis de controlo que reflectissem os diferentes custos de operação que estão associados à realização de alterações ao nível de cada uma dessas variáveis. Desta forma, esta consistirá também numa sugestão que se considera relevante para desenvolver em trabalhos futuros.

Relativamente às ANN treinadas para efectuar funções de monitorização de segurança, no presente trabalho optou-se à partida por restringir o vector de variáveis de entrada candidatas a um conjunto que não inviabilizasse a utilização dessas mesmas estruturas como restrições de segurança de um problema de optimização, para a obtenção de medidas de controlo preventivo. No entanto, existe uma outra possibilidade que consiste em efectuar treinos distintos de ANN para a realização de funções de monitorização de segurança e para a definição de restrições de segurança no âmbito de um problema de optimização. Atendendo a esta possibilidade, seria de interesse verificar se a precisão das ANN, a treinar para efectuar monitorização de segurança, não viria melhorada com a consideração de um conjunto de variáveis de entrada candidatas mais abrangente do que o que foi adoptado no presente trabalho.

Finalmente, nas experiências que se efectuaram de treino da estrutura híbrida que resulta da utilização de modelos de regressão linear nas folhas de uma árvores de regressão (i.e., de árvores de regressão linear), por simplicidade, estabeleceu-se à partida que a dimensão da árvore de regressão a treinar não poderia corresponder a um número de nós superior a 7. Como desenvolvimentos futuros nesta área, sugere-se que seja feita uma análise mais cuidada para a identificação do tamanho da estrutura em árvore que maximiza a capacidade de avaliação de segurança deste tipo de modelos funcionais de AA.

REFERÊNCIAS

- [1] PSS/E, www.shawgrp.com/PTI/software/index.cfm
- [2] Kip Morison, Lei Wang, Prabha Kundur, “Power system security assessment”, IEEE power & energy magazine, vol. 2, nº 5, pp. 30-39, Sept.-Oct. 2004.
- [3] R. Schainker, P. Miller, W. Dubbelday, P. Hirsch, G. Zhang, “Real-time dynamic security assessment: fast simulation and modeling applied to emergency outage security of the electric grid”, IEEE power & energy magazine, vol. 4, nº 2, pp. 51-58, March-April 2006.
- [4] J. A. Peças Lopes, N. D. Hatziargyriou, “Application of learning from examples methods for on-line dynamic security assessment of electric power systems – state of the art”, Invited paper presented to the SEPOPE, Foz do Iguaçu, May 1994.
- [5] ARMINES, NTUA, INESC, RAL, PPC, “Development and implementation of an advanced control system for the optimal operation and management of medium-sized power systems with a large penetration from renewable power sources”, Final report of JOULE II project JOU2-CT92-0053. Edited by the Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg 1996.
- [6] NTUA, INESC, ARMINES, RAL, PPC, Final Report of JOR3-CT96-0119, “CARE: Advanced Control Advice for power systems with large-scale integration of Renewable Energy sources”, contract JOR3-CT96-0119, September 1999.
- [7] N. Hatziargyriou, G. Contaxis, M. Matos, J. Peças Lopes, Helena Vasconcelos, G. Kariniotakis, D Meyer, J. Halliday, G. Dutton, P. Dokopoulos, A. Bakirtzis, J. Stefanakis, A. Gigantidou, Philip O’Donnell, Damian McCoy, J. M. Fernandes, J.M. Cotrim, A. P. Figueira, “Preliminary Results From The More Advanced Control Advice Project For Secure Operation Of Isolated Power Systems With Increased Renewable Energy Penetration And Storage – More Care”, IEEE Porto Power Tech, vol. 4, paper 317, September 2001, Porto – Portugal.
- [8] European Transmission System Operators (TSO), “European Wind Integration Study (EWIS) Towards a Successful Integration of Wind Power into de European Electricity Grids”, Final Report, January 2007.
- [9] I. Erlich, W. Winter, A. Dittrich, “Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System”, IEEE, 2006.
- [10] EWEA, “Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations”, December 2005.
- [11] P. Eriksen, T. Ackermann, H. Abildgaard, P. Smith, W. Winter, J. Rodríguez García, “System Operation With High Wind Penetration – The Transmission Challenges of Denmark, Germany, Spain, and Ireland”, IEEE power & energy magazine, November/December 2005.

- [12] J. P. Sucena Paiva, J. M. Ferreira de Jesus, Rui Castro, Pedro Correia, et al., "Transient stability study of the Portuguese transmission network with a high share of wind power", XI ERIAC CIGRÉ - Undécimo Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré, Paraguay, May 2005.
- [13] G. Dany, "Power Reserve in Interconnected Systems with High Wind Power Production", Proc. of the IEEE 2001 Porto Power Tech., Porto, September 2001.
- [14] NTUA, INESC Porto, ESB, "Deliverable D3 of the MORECARE Project – Data Analysis", November 2000.
- [15] J. A. Peças Lopes, J. A. Pascoal, J. L. Pereira da Silva, M. Matos, M. Ponce de Leão, "Impacto da Integração de Produtores em Regime Especial no Sistema Eléctrico de Serviço Público – Trabalho de Consultoria Técnica Elaborada para a ERSE", Junho de 2000.
- [16] J. A. Peças Lopes, Helena Vasconcelos, Ruy Lopes Santos, João D. Fonseca, "Estudos de Impacto Eléctrico da Integração de Produção Eólica Adicional nas Redes Eléctricas da República de Cabo Verde - Caso de Santiago", Actas do ELAB'99 - 4º Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planeamento e Exploração de Redes de Energia, pp. 271-282, Rio de Janeiro - Brasil, Junho 1999.
- [17] J. A. Peças Lopes, Helena Vasconcelos, C. Monteiro, "Integration of Wind Generation in the Terceira Electrical Network – Preliminary results from the steady state and dynamic analysis", in the 2nd Project Report of the ENN project Joule, contract JOR3-CT96-0119, July 1997.
- [18] T. E. DyLiacco, "The Adaptive Reliability Control System", IEEE Trans. on PAS, vol. 86, n° 3, May 1967.
- [19] L. H. Fink, K. Carlsen, "Operating Under Stress and Strain", IEEE spectrum, March 1978.
- [20] J. P. Sucena Paiva, "Rede de Energia Eléctrica – uma análise sistémica", ISBN: 972-8469-34-9, IST Press, Abril 2005.
- [21] L. Wehenkel, "Automatic Learning Techniques in Power Systems", ISBN: 0792380681, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [22] REN, "Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema", Junho 2006 (disponível em <http://www.ren.pt>).
- [23] REN, "Relatório da Qualidade de Serviço 2004", 2004 (disponível em <http://www.ren.pt>).
- [24] G. Kariniotakis, et al., "Next generation forecasting tools for the optimal management of wind generation", PMAFS2006, Stockholm, June 2006.
- [25] J. A. Peças Lopes, "Operation of Isolated Systems with a Large Penetration of Wind Power Generation", V SEPOPE, Recife, May 1996.
- [26] P. Marques, J. A. Peças Lopes, "Procedimentos de Redes para Aceitação de Produção Eólica e Especificações de Ride Through Default", Relatório de trabalho de consultoria para o ONS, INESC Porto, Julho de 2004.

- [27] UCTE – Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, “Operation Handbook”, June 2004 (disponível em <http://www.ucte.org>).
- [28] Direcção Geral de Geologia e Energia, “Concurso para atribuição de capacidade de injeção de potência na rede do sistema eléctrico de serviço público e pontos de recepção associados para energia eléctrica produzida em centrais eólicas – Programa e Condições do Concurso”, Julho de 2005.
- [29] L. Torgo, “Inductive Learning of Tree-Based Regression Models”, Tese de Doutoramento, FCUP, Porto, 1999.
- [30] L. Breiman, H. F. Friedman, R. A. Olshen, C. J. Stone, “Classification and Regression Trees”, Wadsworth Int. Group, Belmont, California, USA, 1984.
- [31] L. Torgo, “Error Estimates for Pruning Regression Trees”, in Proc. of the 10th European Conference on Machine Learning (ECML-98), Nedellec, C. and Rouveirol, C. (eds.). Lecture Notes in Artificial Intelligence 1398, Springer Verlag, 1998.
- [32] T. E. DyLiacco, “Control of power systems via the multi-level concept”, PhD dissertation, Case Western Reserve University, Systems Research Center, 1968.
- [33] L. Wehenkel, “Contingency severity assessment for voltage security using non-parametric regression techniques”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, nº 1, February 1996.
- [34] F. Fernandes, “Contribuições para a Avaliação em Tempo Real da Estabilidade de Tensão num Sistema Eléctrico de Energia”, Tese de Doutoramento, FEUP, 2001.
- [35] Helena Vasconcelos, J. A. Peças Lopes, “An Hybrid Approach Based on Neural Networks and Regression Tree Models for Fast Dynamic Security Assessment”, Proceedings of ISAP’2003 -, Lemnos - Greece, September 2003.
- [36] J. A. Peças Lopes, N. Hatziargyriou, Helena Vasconcelos, J. N. Fidalgo, G. Damianos, E. Karapidakis, “Dynamic Security Evaluation Functions in the MORECARE Project”, Proceedings of MedPower2002 - 3rd Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, vol.1, nº 1, November, 2002.
- [37] Helena Vasconcelos, “Aplicação de Técnicas Híbridas de Aprendizagem Automática para Avaliação Rápida de Segurança Dinâmica de Redes Isoladas com Produção Eólica”, Tese de Mestrado, FEUP, Porto, Setembro de 1999.
- [38] J. A. Peças Lopes, N. Hatziargyriou, Helena Vasconcelos, E. Karapidakis, J. Fidalgo, “On-Line Dynamic Security Assessment of Isolated Networks Integrating Large Wind Power Production”, published in Wind Engineering Review (special issue), vol. 23, nº 2, pp. 107-117, 1999.
- [39] N. Hatziargyriou, S. Papathanassiou, M. Papadopoulos, “Decision Trees for Fast Security Assessment of Autonomous Power Systems with large Penetration from Renewables”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 10, nº 2, June 1995.

- [40] J. A. Peças Lopes, J. N. Fidalgo, V. Miranda, N. Hatziargyriou, "Neural networks used for on-line dynamic security assessment of isolated power systems with a large penetration from wind production- A real case study", in Proc. of Rough Sets and Soft Computing Conference'94, San José, USA, November 1994.
- [41] L. Wehenkel et al., "Automatic Learning Approaches for On-line Transient Stability Preventive Control of the Hydro-Quebec System – Part I. Decision tree approaches", SIPOWER'95, Mexico, December 1995.
- [42] L. Wehenkel et al., "Automatic Learning Approaches for On-line Transient Stability Preventive Control of the Hydro-Quebec System – Part II. A toolbox combining decision trees with neural nets and nearest neighbor classifiers optimized by genetic algorithms", SIPOWER'95, Mexico, December 1995.
- [43] James D. McCalley, et al., "Power System Security Boundary Visualization Using Neural Networks", in Proc. of the International Symposium on Bulk Power Systems Dynamics and Control IV - Restructuring, 1998.
- [44] D. Michie, D. J. Spiegelhalter & C. C. Taylor, "Machine Learning, Neural and Statistical Classification", Ellis Horwood Series in Artificial Intelligence, 1994.
- [45] W. S. McCulloch, W. Pitts, "A logical calculus of ideas immanent in nervous activity", Bulletin of Mathematical Biophysics, 5, 115-133, 1943.
- [46] MathWorks Inc. (<http://www.mathworks.com>), "MATLAB® Neural Network Toolbox User's Guide", Version 3.0, 1998.
- [47] J. N. Fidalgo, "Feature Subset Selection Based on ANN Sensitivity Analysis – a Practical Study", in Proc. of 2001 International Conference on Neural Networks and Applications", WSES2001, Tenerife, pp. 206-211, Feb. 2001.
- [48] J. N. Fidalgo, J. A. Peças Lopes, "ANN Sensitivity Analysis for Identification of Relevant Features in Security Assessment", IEEE Porto Power Tech, PPT2001, Porto – Portugal, September 2001.
- [49] J. N. Fidalgo, "Operação de Redes Eléctricas Isoladas com Produção Eólica – contributo das redes neuronais", Tese de Doutoramento, FEUP, Porto, 1995.
- [50] G. Cybenko, "Approximations by superpositions of a sigmoidal function", Matt. Contro. Signals, Syst. 2, 303-314, 1989.
- [51] K. Hornik, M. Stinchcombe, H. White, "Multilayer feedforward networks are universal approximators", Neural Networks 2, nº 5, 359-366, 1989.
- [52] James A. Freeman, David M. Skapura, "Neural Networks – Algorithms, Applications and Programming Techniques", Addison-Wesley Publishing Company, USA, 1991.
- [53] M. T. Hagan, H. B. Demuth, M. H. Beale, "Neural Network Design", Boston, MA: PWS Publishing, 1996.

- [54] M. T. Hagan, M. Menhaj, "Training feedforward networks with the Marquardt algorithm," *IEEE Transactions on Neural Networks*, vol. 5, n° 6, pp. 989–993, 1994.
- [55] D. Nguyen, B. Widrow, "Improving the learning speed of 2-layer neural networks by choosing initial values of the adaptive weights," *Proc. of the International Joint Conference on Neural Networks*, vol 3, pp. 21-26, 1990.
- [56] R. Guimarães, J. A. Cabral, "Estatística", ISBN: 972-8298-45-5, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, McGrawHill, Portugal, 1997.
- [57] SPSS Inc., <http://www.spss.com/>
- [58] A. Karalic, "Employing Linear Regression in Regression Tree Leaves", In *Proceedings of ECAI-92*, Wiley & Sons, 1992.
- [59] J. R. Quinlan, "Learning with Continuous Classes", In *Proceedings of the 5th Australian Joint Conference on Artificial Intelligence*, World Scientific, 1992.
- [60] N. Indurkha, S. Weiss, "Using Case Data to Improve on Rule-based Function Approximation", *Proc. of the 1st International Conference on Case-base Reasoning (ICCBR'95)*, Lecture Notes in AI, 1010, pp. 217-228, 1995.
- [61] L. Torgo, "Kernel Regression Trees", *Proc. of the European Conference on Machine Learning (ECML-97)*, Prague, 1997.
- [62] L. Torgo, "Functional Models for Regression Tree Leaves", *Proc. of the International Conference on Machine Learning (ICML-97)*, Fisher, D.(ed.), Morgan Kaufmann Publishers, 1997.
- [63] V. Van Acker, S. Wang, J. C. McCalley, G. Zhou, M. Mitchell, "Data Generation using Automated Security Assessment for Neural Network Training", *Proc. of the 29th North American Power Symposium*, Oct. 1997.
- [64] Helena Vasconcelos, J. A. Peças Lopes, "ANN Design for Fast Security Evaluation of Interconnected Systems with Large Wind Power Production", *Proc. of PMAAPS 2006*, Stockholm, Sweden, June 11-15, 2006.
- [65] P. Smyth, A. Gray, U. M. Fayyad, "Retrofitting Decision Tree Classifiers using Kernel Density Estimation", *Proc. of the 12th International Conference Machine Learning*, 1995.
- [66] Warren S. Sarle, "How to Measure Importance of Units?", SAS Institute Inc., Cary, NC, USA, <ftp://ftp.sas.com/pub/neural/importance.html>
- [67] INESC Porto, "Especificação do Programa de Geração de Dados que Utiliza os Módulos de Fluxo de Potências e de Análise Dinâmica do Plansys – DSPlansys", versão 13, Março 2005.
- [68] Prabha Kundur, "Power System Stability and Control", ISBN 0-07-035958-X, McGraw-Hill, 1993.
- [69] INESC Porto, "Especificação dos Módulos de Fluxo de Potências e de Análise Dinâmica do Plansys", versão 13, Fevereiro 2005.

- [70] O. Saito, K. Koizumi, M. Udo, M. Sato, H. Mukae, T. Tsuji, "Security Monitoring Systems Including Fast Transient Stability Studies", Trans. on IEEE PAS, Vol. 94, n° 5, Sept/Oct. 1975.
- [71] S. Yamashiro, "On Line Security-Economic Preventive Control of Power Systems by Pattern Recognition", IEEE Trans. On PWRS, vol PWRS-1, n.3, Aug 1986.
- [72] J. A. Peças Lopes, "Estabilidade Transitória de Sistemas de Produção e Transporte de Energia – Monitorização e definição de medidas de controlo preventivo em ambiente de tempo real", Dissertação de Doutoramento, Faculdade de Engenharia do Porto, 1988.
- [73] J. N. Fidalgo, J. A. Peças Lopes, V. Miranda, L. B. Almeida, "Fast assessment of transient stability margins by a neural network approach", Proc. 11th PSCC, Avignon, France, Aug. 1993.
- [74] V. Miranda, J. N. Fidalgo, J. A. Peças Lopes, L. B. Almeida, "Real Time Preventive Actions for Transient Stability Enhancement with a Hybrid Neural Network – Optimization Approach", IEEE Trans. on PWRS, vol. 10, n°2, May 1995.
- [75] Helena Vasconcelos, J. N. Fidalgo, J. A. Peças Lopes, "A General Approach for Security Monitoring and Preventive Control of Networks with Large Wind Power Production", Proc. of PSCC'02 - 14th Power Systems Computation Conference, Sevilla - Spain, June 2002.
- [76] E. Karapidakis, N. Hatziargyriou, "On-line Preventive Dynamic Security of Isolated Power Systems Using Decision Trees", IEEE Trans. on PWRS, June 2002.
- [77] Daniel Fylstra, Leon Lasdon, John Watson and Alan Waren, "Design and Use of the Microsoft Excel Solver", in INFORMS INTERFACES 28: 5, pp. 29-55, September-October 1998.
- [78] L. S. Lasdon, A. D. Waren, A. Jain and M. Ratner, "Design and testing of a generalized reduced gradient code for nonlinear programming", ACM Transactions on Mathematical Software, vol. 4, n° 1, pp. 34-49, 1978.
- [79] L. S. Lasdon, and S. Smith, "Solving large sparse nonlinear programs using GRG", ORSA Journal on Computing, Vol. 4, n° 1, pp. 2–15, 1992.
- [80] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, "Power Generation Operation and Control", ISBN 0-471-58699-4, John Wiley & Sons, Second Edition, 1996.
- [81] Prabha Kundur, "Power System Stability and Control", ISBN 0-07-035958-X, McGraw-Hill, 1993.
- [82] Louis S. VanSlyck, Nasser Jaleeli, W. Robert Kelley, "A Comprehensive Shakedown of an Automatic Generation Control Process", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. PWRS-7, n° 3, pp. 1106-1122, August 1992.
- [83] Hadi Saadat, "Power Systems Analysis", ISBN 0-07-116758-7, McGraw-Hill, 1999.
- [84] Olle Elgerd, "Electric Energy Systems Theory – An Introduction", ISBN 0-07-Y66273-8, McGraw-Hill, 1982.

- [85] Frederick S. Hillier, Gerald J. Lieberman, “Introduction to Operations Research”, Fifth Edition, ISBN 0-07-100745-8, Mc Graw-Hill International Editions, 1990.
- [86] Manuel Matos, “Apontamentos da Disciplina Metodologias de Ajuda à Decisão do Curso de Mestrado em Engenharia Electrotécnica”, FEUP, 1998.
- [87] “On-Line Solver Tutorial”, <http://www.solver.com>
- [88] J. Abadie and J. Carpentier, “Generalization of the Wolfe reduced gradient method to the case of nonlinear constraints”, In Optimization, R Fletcher Ed., pp 37-47, Academic Press, New York, 1969.
- [89] J. Abadie, “Application of the GRG algorithm to optimal control problems”, In Nonlinear and Integer Programming, J. Abadie Ed., North-Holland Pub Co., pp. 191-211, Amsterdam, 1972.
- [90] L. S. Ladsdon, R. Fox and M. Ratner, “Nonlinear optimization using the generalized reduced gradient method”, Tech. Memo. 325, Dept. of Oper. Res., Case Western Reserve U., Cleveland, Ohio, Oct 1973.

ANEXOS

Anexo 1: MODELO DE AGC UTILIZADO

A1.1 DIAGRAMA DE BLOCOS DO AGC

O modelo adoptado neste trabalho para a simulação dinâmica do sistema automático de regulação da geração (denominados, na literatura anglo-saxónica, *Automatic Generation Control* ou AGC), baseou-se nos esquemas descritos em [80] e [81]. Salienta-se que, na prática, existem muitas variantes em relação ao modelo considerado, sendo, em [80], referenciado o trabalho apresentado em [82] como uma excelente descrição de alguns trabalhos práticos recentes efectuados nesta área.

Segundo o modelo adoptado, a cada área de controlo i está associado um AGC tal como o que se apresenta na Figura A1.1, no qual as principais funções são:

- manter a frequência do sistema no valor nominal (f_{REF});
- manter o balanço da troca de potências activas que ocorrem nas linhas de interligação com outras áreas de controlo vizinhas, no valor programado ($P_{if_{REF}}$).

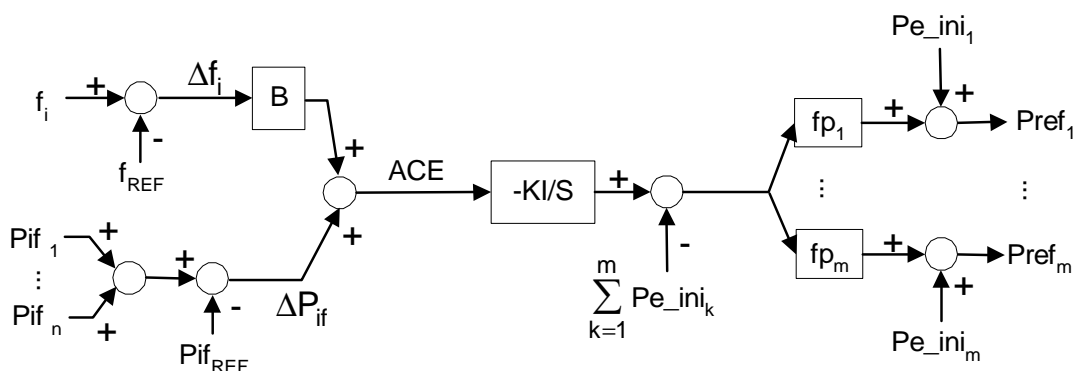


Figura A1.1 – Diagrama de Blocos do AGC (área de controlo i)

Os sinais de entrada de cada AGC são:

f_i : Valor medido para a frequência da área de controlo i ;

f_{REF} : Valor de referência para a frequência da área de controlo i ;

Pif_k : Valor medido para a potência activa exportada, pela área de controlo i para a área de controlo f , através da linha de interligação k (para $k = 1, \dots, n$, sendo n o número total de linhas de interligação existentes na área de controlo i);

Pif_{REF} : Valor de referência para o balanço das potências activas exportadas pela área i ;

Pe_ini_k : Valor de produção de potência activa que o gerador síncrono k tinha em regime permanente antes da actuação do AGC (i.e., solução do programa de despacho).

Este sinal de entrada é considerado para os m geradores síncronos que se encontrem em serviço na área de controlo i e que estejam a ser activados pelo AGC.

Cada saída k do AGC, $Pr ef_k$, define o novo valor de potência activa a gerar pela máquina convencional k que se encontra em serviço na área de controlo i e que esteja a ser activada pelo AGC. Esta saída corresponde a um sinal de teleregulação que é enviado ao equipamento de controlo de velocidade da máquina síncrona k , o qual actua de modo a que a potência mecânica desenvolvida pela máquina primária obtenha um valor igual a $Pr ef_k$.

Os parâmetros do AGC são:

B : Factor de polarização da frequência (denominado, na literatura anglo-saxónica, *frequency bias*);

KI : Ganho do controlo integral;

fp_k : Factor de participação de cada gerador k (para $k = 1, \dots, m$, sendo m o número total de geradores síncronos que se encontram em serviço na área de controlo i , que estejam a ser activado pelo AGC).

Note-se que em [81] é sugerida uma variante à configuração de AGC adoptada, na qual se considera um ganho de controlo integral diferente para cada máquina síncrona. Numa implementação real do AGC, deverá ainda ser introduzido um filtro que elimine, do sinal de erro do AGC (i.e. do *ACE* - *Area Control Error*), as variações rápidas e aleatórias dos

consumos de modo a evitar que o AGC responda para compensar todo o tipo de variações de carga.

Relativamente aos valores a adoptar para cada um dos parâmetros do AGC, foram seguidas as recomendações que se descrevem a seguir.

Factor de polarização da frequência

Segundo [81], o AGC deverá actuar apenas para compensar desequilíbrios de potência que ocorram na própria área de controlo. Nesse sentido, o factor de polarização do AGC (i.e., B) deverá ter um valor igual ao da característica natural da respectiva área de controlo (grandeza denominada, na literatura anglo-saxónica, *stiffness*), ou seja, B deverá ser igual a:

$$\beta = D + \frac{1}{R_{eq}} \quad (A1.1)$$

sendo

$$\frac{1}{R_{eq}} = \sum_{k=1}^{np} \frac{1}{R_k} \quad (A1.2)$$

onde

β : característica natural da área de controlo;

D : constante de amortecimento do consumo total da área de controlo (*load damping constant*, segundo a literatura anglo-saxónica), a qual define a variação da carga composta da área de controlo em função da variação da frequência;

R_{eq} : estatismo equivalente da área de controlo (*speed droop*, segundo a literatura anglo-saxónica);

R_k : estatismo de cada gerador síncrono k que se encontre em serviço na área de controlo e que disponha de sistema de regulação primária da frequência;

np : número total de geradores que se encontrem em serviço na área de controlo e que disponham de sistema de regulação primária da frequência.

Salienta-se que se $B > \beta$, o AGC ficará mais sensível às variações de frequência, pelo que terá um melhor desempenho no controlo desta grandeza em detrimento do controlo do balanço de potências nas interligações. Se $B < \beta$, ocorrerá o oposto.

Segundo os critérios da UCTE, recomenda-se que B detenha um valor ligeiramente acima de β , tal como $1,1 \cdot \beta$, de modo a evitar que o controlo secundário (i.e., o AGC) contrarie a acção do controlo primário da frequência (i.e., dos estatismos). Na prática, a relação entre B e β não terá um valor constante, uma vez que o valor de β depende da situação de despacho da rede. Segundo [81], a prática comum no Norte da América consiste em definir, uma vez por ano, B como sendo igual ao valor que se espera para β na situação de ponta prevista para o próximo ano. É preciso, no entanto, garantir que nas horas de menor consumo não ocorra a situação de $B \gg \beta$, a qual poderá criar problemas de instabilidade.

Ganho do controlo integral

Segundo os critérios da UCTE, é recomendável que o valor do ganho de controlo integral – KI – esteja compreendido entre 0,005 e 0,02. Segundo [83] e [84], o parecer é de que o valor de KI não é crítico, devendo, no entanto, ser suficientemente pequeno de modo a que os geradores da área de controlo não “persigam” as variações de carga de curta duração.

Factor de participação de cada gerador

O valor do factor de participação de cada gerador síncrono k (i.e., fp_k) define a contribuição que essa máquina tem na geração da variação de produção total determinada pelo AGC (contribuição essa que é definida, no esquema do AGC, pelo sinal $Pr ef_k - Pe_ini_k$). Note-se que, para que ocorra uma correcta distribuição de potências pelas m máquinas que estão a ser activadas pelo AGC, será necessário que a soma de todos os fp_k (para $k = 1, \dots, m$) seja sempre igual a 1.

Uma função que, embora secundária, será importante implementar num AGC, corresponde à alocação económica de despacho, a qual, tal como vem devidamente documentado na literatura sobre esta matéria (por exemplo, em [80]), se baseia no princípio de iguais custos incrementais de produção. Seguindo este princípio e tal como se demonstra em [80], de modo a que o AGC se mova de cada solução inicial que minimiza os custos de produção (sinais de entrada Pe_ini_k para $k = 1, \dots, m$) para uma nova solução que se mantenha óptima do mesmo ponto de vista (sinais de saída $Pr ef_k$ para $k = 1, \dots, m$), o factor de participação de cada gerador síncrono k deverá ter o seguinte valor:

$$fp_k = \frac{1/F_k''}{\sum_{i=1}^m 1/F_i''}; \text{ para } k = 1, \dots, m \quad (A1.3)$$

onde

F_k'' : segunda derivada da função de custo de produção do gerador síncrono k , em relação à sua produção;

m : número total de geradores síncronos que se encontram em serviço na área de controlo, que estejam a ser activado pelo AGC.

Em relação a este parâmetro, será ainda relevante referir que, por questões de obtenção de uma maior rapidez de actuação do AGC, deverão ser tomados os seguintes cuidados:

- Se, na sequência das acções de controlo automático, o AGC estiver a definir um aumento de produção e alguma das m máquinas atingir o limite máximo de produção, então, enquanto durarem estas condições, a contribuição dessa máquina deverá ser desactivada;
- Se, na sequência das acções de controlo automático, o AGC estiver a definir uma diminuição de produção e alguma das m máquinas atingir o limite mínimo de produção, então, enquanto durarem estas condições, a contribuição dessa máquina deverá ser desactivada.

A desactivação de uma máquina corresponde a considerar, para essa máquina, que $fp = 0$, sendo necessário recalcular os factores de participação das restantes m máquinas por aplicação da equação (A1.3).

A1.2 CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE PÓS- PERTURBAÇÃO

Nesta secção descreve-se um método que permite calcular as condições de operação em regime permanente pós-perturbação, definidas pela acção automática dos sistemas de regulação de frequência e de potência activa (i.e., pelos reguladores de frequência e sistemas de AGC) para uma determinada área de controlo, na sequência da ocorrência de uma perturbação que se traduza num desequilíbrio entre a produção e consumo.

O objectivo desta análise consiste em mostrar que, no caso de ocorrer um súbito aumento do consumo numa área de controlo (ou, de forma equivalente, uma súbita perda de produção eólica na mesma área de controlo), será possível aplicar um método expedito (e alternativo à realização de uma simulação dinâmica) que consiga, sem recorrer a ferramentas analíticas convencionais de simulação dinâmica, calcular as novas condições de operação em regime permanente pós-perturbação do sistema. Tal como se pode constatar pela descrição que se apresenta a seguir, este método consiste na aplicação de um conjunto de equações algébricas lineares para a determinação directa de uma “aproximação” dos cenários de produção e consumo de potência activa da área de controlo em análise, relativos ao novo regime permanente pós-perturbação. Como simplificações, desprezam-se as perdas de Joule (por não se considerar a rede de transporte, a menos de um equivalente das linhas de interligação nas quais se despreza a resistência linear) e aplica-se o princípio dos desacoplamentos (por não se considerar a influência que o valor eficaz das tensões tem sobre o comportamento das potências activas). Dispondo-se, assim, do novo cenário de produções e consumos, será então possível resolver um problema de trânsito de potências para se obter uma caracterização completa de todas as condições de operação do novo regime permanente pós-perturbação.

Por uma questão de clareza, os cálculos envolvidos no método apresentado são exemplificados para um sistema eléctrico composto pelas duas áreas de controlo que se apresentam na Figura A1.2.

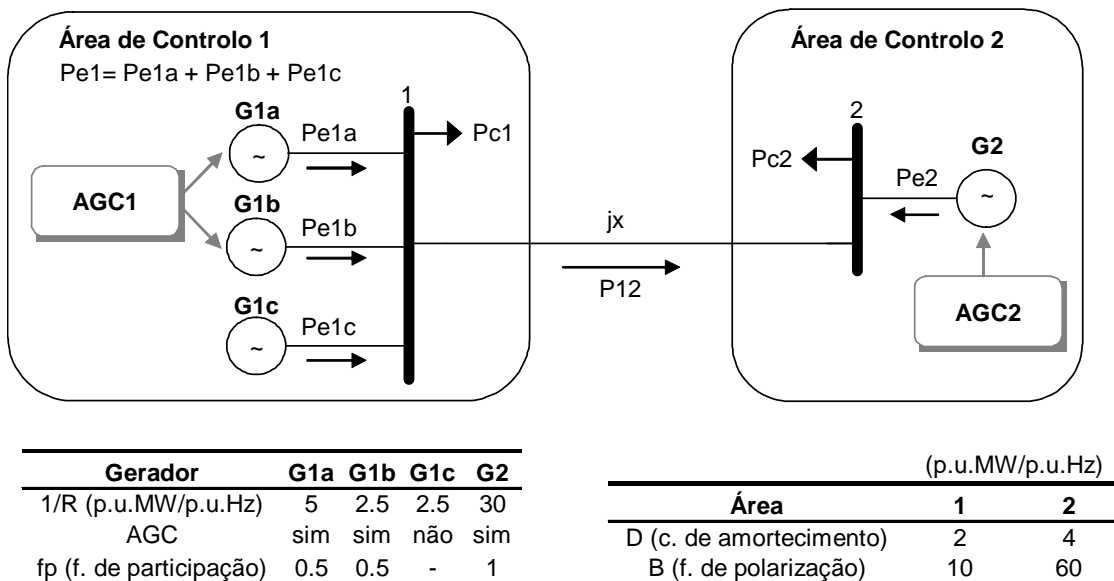


Figura A1.2 – SEE para exemplificar cálculo de condições de operação em regime perm. pós-perturbação

Neste exemplo, considera-se que todas as grandezas estão em valores por unidade na base do sistema. Como perturbação supõe-se que o consumo da área de controlo 1 sofre, subitamente, um aumento de 2 p.u., ou seja, $\Delta P_{c1} = 2$ p.u.. Todos os resultados apresentados para este exemplo foram validados através da simulação dinâmica dos respectivos sistemas de regulação de frequência e de potência activa, recorrendo à plataforma de simulação Simulink disponível no MATLAB.

Partindo-se do pressuposto que o sistema eléctrico se encontra apenas sob a influência de acções de controlo automático (i.e., não se consideram as intervenções manuais que possam ocorrer por parte de operadores), para o cálculo das condições de operação no novo regime permanente de pós-perturbação distinguem-se as seguintes situações:

- Situação 1): Os sistemas de AGC estão desactivados.
- Situação 2): Os sistemas de AGC estão activados, dispondo a área de controlo 1 de reserva girante secundária (i.e., reserva girante das máquinas accionadas pelo AGC) suficiente para acomodar o aumento de carga sentido;
- Situação 3): Os sistemas de AGC estão activados, não dispondo a área de controlo 1 de reserva girante secundária suficiente para acomodar o aumento de carga sentido.

Em todas as situações se supõe que a área de controlo vizinha tem reserva girante suficiente para compensar o aumento de consumo sentido na área 1. Na situação dos sistemas de AGC estarem activados, supõe-se que estes se encontram com as opções normais de controlo, ou seja, que operam para eliminar os desvios de frequência do sistema e de balanço da troca de potências nas interligações. Efectivamente, no caso de as opções de controlo dos sistemas de AGC serem modificadas para eliminarem apenas os desvios de frequência do sistema, então o sistema eléctrico ficará perante a acção de controlo de um sistemas de regulação de frequência com controlo proporcional e integral, deixando de ser válido o método expedito aqui apresentado.

Situação 1 (sistemas de AGC desactivados):

Nesta situação, o sistema eléctrico encontra-se perante a acção de controlo de regulação primária de cada gerador. Os desvios $-\Delta$ entre as condições de operação em regime permanente pré e pós-perturbação calculam-se recorrendo à definição de estatismo (R), de constante de amortecimento da carga (D) e de característica natural do sistema (β) (tal como as que se descrevem em [81]). Por aplicação destas definições, obtêm-se então os seguintes desvios:

$$(1) \Delta f = \frac{-\Delta P_{C1}}{\beta_{\text{sistema}}} \quad (\text{para a frequência de todo o sistema eléctrico}) \quad (A1.4)$$

$$(2) \Delta P_{e_k} = \frac{-\Delta f}{R_k} \quad (\text{para a produção } P_{e_k} \text{ de cada gerador } k \text{ em serviço com regulação primária}) \quad (A1.5)$$

$$(3) \Delta P_{d_i} = D_i \times \Delta f \quad (\text{para o consumo } P_{C_i} \text{ de cada área de controlo } i) \quad (A1.6)$$

onde

ΔP_{C1} : perturbação da rede (súbito aumento de carga na área de controlo 1);

$\beta_{\text{sistema}} = D_1 + D_2 + \sum_{k=1}^{np} 1/R_k$: característica natural de todo o sistema eléctrico;

np : número total de geradores síncronos em serviço que dispõem de sistema de regulação primária da frequência;

Aplicando a equação de equilíbrio, que define que a produção é igual ao consumo mais as perdas de Joule (neste método desprezadas), obtém-se o seguinte desvio para a potência activa exportada pela área de controlo 1:

$$(4) \Delta P_{12} = \underbrace{\Delta P_{e_1}}_{\text{Desvio de produção na área 1}} - \underbrace{(\Delta P_{C1} + \Delta P_{d_1})}_{\text{Desvio de consumo na área 1}} \quad (A1.7)$$

Uma alternativa ao cálculo anterior será o de aplicar o mesmo princípio para a área de controlo 2, ficando:

$$(4) \Delta P_{21} = \underbrace{\Delta P e_2}_{\substack{\text{Desvio de} \\ \text{produção} \\ \text{na área 2}}} - \underbrace{(\Delta P d_2)}_{\substack{\text{Desvio de} \\ \text{consumo} \\ \text{na área 2}}} = -\Delta P_{12} \quad (A1.8)$$

Exemplo 1.a)

Supondo que o sistema eléctrico da Figura A1.2 tem os sistemas de AGC desactivados, se for considerada como perturbação $\Delta P_{c1} = 2$ p.u., o novo regime permanente pós-perturbação será caracterizado pelos seguintes desvios:

$$\begin{aligned} \text{De (1): } \Delta f &= \frac{-2}{2+4+40} = -0.0435 \text{ p.u.} \\ \text{De (2): } \left\{ \begin{array}{l} \Delta P e_{1a} = \frac{-\Delta f}{R_{1a}} = 0.217 \text{ p.u.} \\ \Delta P e_{1b} = \Delta P e_{1c} = \frac{-\Delta f}{R_{1b}} = 0.109 \text{ p.u.} \end{array} \right\} &\Delta P e_1 = \Delta P e_{1a} + \Delta P e_{1b} + \Delta P e_{1c} = 0.435 \text{ p.u.} \\ \Delta P e_2 &= \frac{-\Delta f}{R_2} = 1.304 \text{ p.u.} \\ \text{De (3): } \left\{ \begin{array}{l} \Delta P d_1 = D_1 \times \Delta f = -0.087 \text{ p.u.} \\ \Delta P d_2 = D_2 \times \Delta f = -0.174 \text{ p.u.} \end{array} \right. \\ \text{De (4): } \left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{12} = \Delta P e_1 - (\Delta P_{c1} + \Delta P d_1) = -1.478 \text{ p.u.} \\ \Delta P_{21} = \Delta P e_2 - (\Delta P d_2) = 1.478 \text{ p.u.} \end{array} \right. \end{aligned}$$

No caso de, no novo regime permanente calculado, alguma (ou algumas) máquina p , das n_p máquinas que estão em serviço com regulação primária, atingirem o limite máximo permitido para o seu aumento de produção, $\Delta P e_p^{max}$, então será necessário calcular ainda os desvios adicionais, $\Delta f'$, provocados pela falta de produção assim ocorrida.

Para tal, considera-se uma nova perturbação, $\Delta P_{c1}' = \Delta P e_p - \Delta P e_p^{max}$ (falta de produção sentida), e calcula-se o desvio de frequência adicional consequente desta nova perturbação, $\Delta f'$, por aplicação da equação (1) sem entrar com a influência da máquina p (uma vez que esta ficará com um valor de produção constante e correspondente ao seu limite máximo de produção).

A seguir, por aplicação das equações (2) e (3), calculam-se os desvios adicionais, $\Delta f'$, provocados na produção das restantes máquinas que estão em serviço com regulação primária e no consumo total de ambas as áreas de controlo.

Após o cálculo destes desvios adicionais, Δ' , os desvios finais de cada grandeza do sistema, Δ'' , corresponderão à soma dos desvios provocados por cada uma das perturbações, ou seja, $\Delta'' = \Delta + \Delta'$.

Exemplo 1.b)

Repita-se o exemplo 1.a), mas agora supondo para G2 um limite máximo de produção correspondente a $\Delta Pe_2^{max} = 1$ p.u..

Dos cálculos efectuados no exemplo 1.a), observa-se que G2 ultrapassa o limite máximo de produção, pelo que se considera uma nova perturbação $\Delta Pc_1' = 0.304$ p.u. na qual não se entra com a influência de G2 para o controlo da frequência (por ficar com um valor de produção constante e correspondente ao valor máximo de produção). Os desvios adicionais, provocados por esta nova perturbação, calculam-se da seguinte forma:

$$\text{De (1): } \Delta f' = \frac{-\Delta Pc_1'}{D_1 + D_2 + 1/R_{1a} + 1/R_{1b} + 1/R_{1c}} = \frac{-0.304}{16} = -0.019 \text{ p.u.}$$

$$\text{De (2): } \begin{cases} \Delta Pe_{1a}' = \frac{-\Delta f'}{R_{1a}} = 0.095 \text{ p.u.} \\ \Delta Pe_{1b}' = \Delta Pe_{1c}' = \frac{-\Delta f'}{R_{1b}} = 0.048 \text{ p.u.} \end{cases} \quad \text{De (3): } \begin{cases} \Delta Pd_1' = D_1 \times \Delta f = -0.038 \text{ p.u.} \\ \Delta Pd_2' = D_2 \times \Delta f = -0.076 \text{ p.u.} \end{cases}$$

Os desvios finais, Δ'' , para estas grandezas corresponderão à soma dos desvios adicionais, Δ' , com os desvios Δ já calculados no exemplo 1.a), resultando:

$$\Delta f'' = \Delta f + \Delta f' = -0.0625 \text{ p.u.} \quad \Delta Pe_k'' = \Delta Pe_k + \Delta Pe_k' = \frac{-\Delta f''}{R_k} \Rightarrow \begin{cases} \Delta Pe_{1a}'' = 0.313 \text{ p.u.} \\ \Delta Pe_{1b}'' = \Delta Pe_{1c}'' = 0.156 \text{ p.u.} \end{cases}$$

$$\Delta Pd_i'' = \Delta Pd_i + \Delta Pd_i' = D_i \cdot \Delta f'' \Rightarrow \begin{cases} \Delta Pd_1'' = -0.125 \text{ p.u.} \\ \Delta Pd_2'' = -0.25 \text{ p.u.} \end{cases}$$

Para as restantes grandezas do sistema ficará:

$$\Delta Pe_2'' = \Delta Pe_2^{max} = 1 \text{ p.u. (máquina encostada ao limite máximo de produção);}$$

$$\text{De (4): } \begin{cases} \Delta P_{12}'' = \Delta Pe_1'' - (\Delta Pc_1 + \Delta Pd_1'') = 0.625 - (2 - 0.125) = -1.25 \text{ p.u.} \\ \Delta P_{21}'' = \Delta Pe_2'' - (\Delta Pd_2'') = 1 - (-0.25) = 1.25 \text{ p.u.} \end{cases}$$

$$\text{com: } \begin{cases} \Delta Pe_1'' = \Delta Pe_{1a}'' + \Delta Pe_{1b}'' + \Delta Pe_{1c}'' \\ \Delta Pe_2'' = \Delta Pe_2^{max} \end{cases}$$

Situação 2 (sistemas de AGC activados, tendo a área 1 suficiente reserva secundária):

Nesta situação, as condições de operação do regime permanente pós-perturbação serão definidas unicamente pelo redespacho efectuado pelo AGC da área de controlo onde ocorreu o desequilíbrio entre a produção e consumo. Efectivamente, tendo a área de controlo 1 reserva girante secundária suficiente para acomodar o aumento de carga sentido, então o AGC desta área terá condições para eliminar os desvios de frequência e de balanço de potências nas interligações. Assim sendo, no novo regime permanente pós-perturbação, para cada área de controlo i será possível obter $ACE_i = 0$, com $\Delta f_i = 0$ e $\Delta P_{if} = 0$.

Não havendo desvios de frequência no novo regime permanente, então, no mesmo regime de funcionamento não ocorrerão variações de consumo provocadas pela característica de variação definida pelo parâmetro D , nem variações da produção de máquinas que apenas disponham de sistema de regulação primária. As únicas condições de operação que mudam, em relação ao regime permanente pré-perturbação, serão as provocadas pelos sinais de redespacho enviadas pelo AGC da área de controlo 1. Este será efectuado de modo a que o aumento de produção compense o aumento de consumo sentido, sendo este aumento efectuado sobre as ns máquinas que se encontram em serviço na área de controlo 1 que estejam a ser activadas pelo AGC. A distribuição de potência por estas máquinas será efectuada de acordo com o valor definido, no esquema do AGC, para os factores de participação das máquinas. Ou seja, para cada máquina k , o redespacho efectuado pelo AGC será definido por:

$$\Delta P_{e_k} = \frac{fp_k}{\sum_{i=1}^{ns} fp_k} \cdot \Delta P_{C_1}; \text{ para } k = 1, \dots, ns \quad (A1.9)$$

onde

ns : número total de geradores síncronos em serviço na área de controlo 1 que estejam a ser activadas pelo AGC.

Exemplo 2.a)

Repita-se o exercício proposto no exemplo 1.a), mas agora supondo que os sistemas de AGC estão activados.

O redespacho definido pelo AGC para as máquinas da área de controlo 1 será:

$$\begin{cases} \Delta P_{e_{1a}} = \frac{0,5}{1} \times \Delta P_{c_1} = 1 \text{ p.u.} \\ \Delta P_{e_{1b}} = \frac{0,5}{1} \times \Delta P_{c_1} = 1 \text{ p.u.} \end{cases}$$

A restantes máquinas do sistema eléctrico ficarão com:

$$\Delta P_{e_{1c}} = 0 \text{ p.u. (máquina da área de controlo 1 que não é activada pelo AGC);}$$

$$\Delta P_{e_2} = 0 \text{ p.u. (máquina da área de controlo vizinha).}$$

Para as restantes grandezas do sistema ocorrerá:

$$\Delta f = 0 \text{ p.u. (pois o AGC da área 1 terá condições para eliminar este desvio);}$$

$$\Delta P_{d_1} = \Delta P_{d_2} = 0 \text{ p.u. (pois } \Delta f = 0);$$

$$\Delta P_{12} = \Delta P_{e_1} - (\Delta P_{c_1} + \Delta P_{d_1}) = 2 - (2 + 0) = 0 \text{ p.u. (como seria de esperar).}$$

No caso de, no novo regime permanente pós-perturbação calculado, alguma (ou algumas) máquina s , das ns máquinas que se encontram em serviço na área de controlo 1 e sob a influência do AGC, atingir o seu limite máximo de produção, então será necessário calcular ainda o redespacho definido pelo AGC para compensar a falta de produção assim sentida. Para calcular este redespacho, repete-se o processo de cálculo anteriormente descrito, mas agora sem entrar com a influência da máquina s (uma vez que esta ficará com um valor de produção constante e correspondente ao seu limite máximo de produção).

Exemplo 2.b)

Repita-se o exemplo 2.a), supondo agora que G1a tem um limite máximo de produção correspondente a $\Delta P_{e_{1a}}^{max} = 0.5 \text{ p.u.}$.

Dos cálculos efectuados no exemplo 2.a), observa-se que G1a ultrapassa o limite máximo de produção, pelo que esta falta de produção será redistribuída pelas restantes máquinas da área de controlo 1 que participam no AGC (de acordo com o valor definido, no esquema do AGC, para os factores de participação dessas máquinas), que, neste caso, será só o gerador G1b. Assim sendo, o redespacho final definido pelo AGC para as máquinas da área de controlo 1 será:

$$\Delta P_{e_{1a}} = 0.5 \text{ p.u. (máquina encostada ao limite máximo de produção);}$$

$$\Delta P_{e_{1b}} = 1.5 \text{ p.u. (correspondente à soma do desvio calculado no exemplo 2.a) com o desvio provocado pela falta de produção sentida em G1a).}$$

Para as restantes grandezas do sistema, não ocorrerão quaisquer desvios de operação, pelas razões já apresentadas no exemplo 2.a).

Situação 3 (sistemas de AGC activados, tendo a área 1 insuficiente reserva secundária):

Nesta situação, o sistema encontra-se perante a acção de controlo dos sistemas de regulação primária e dos sistemas de AGC de cada área de controlo. Não tendo, a área de controlo 1, reserva girante secundária suficiente para acomodar o aumento de carga sentido, então o novo regime permanente estabilizará nos seguintes valores de erro dos sistemas de AGC:

- Na área de controlo vizinha: $ACE_2 = \Delta P_{21} + B_2 \times \Delta f = 0$, com $\Delta f < 0$ e $\Delta P_{21} > 0$.
- Na área onde ocorreu o aumento de carga: $ACE_1 = \Delta P_{12} + B_1 \times \Delta f < 0$, com $\Delta f < 0$ e $\Delta P_{12} < 0$.

No novo regime permanente, serão válidas as seguintes equações:

$$(1) ACE_2 = \Delta P_{21} + B_2 \times \Delta f = 0 \tag{A1.10}$$

$$(2) \Delta Pe_p = \frac{-\Delta f}{R_p}; \forall p \text{ (para a produção } Pe_p \text{ de cada máquina do tipo } p) \tag{A1.11}$$

$$(3) \Delta Pd_i = D_i \times \Delta f \text{ (para o consumo } Pc_i \text{ de cada área de controlo } i) \tag{A1.12}$$

$$(4) \Delta P_{12} = \underbrace{\Delta Pe_1}_{\text{Desvio de produção na área 1}} - \underbrace{(\Delta Pc_1 + \Delta Pd_1)}_{\text{Desvio de consumo na área 1}} \text{ (para a exportação da área de controlo 1)} \tag{A1.13}$$

com

$$(5) \Delta Pe_1 = \sum_{\forall p} \Delta Pe_p + \sum_{\forall s} \Delta Pe_s \text{ (para a produção da área de controlo 1)} \tag{A1.14}$$

$$(6) \Delta Pe_s = \Delta Pe_s^{max}; \forall s \text{ (para a produção } Pe_s \text{ de cada máquina do tipo } s) \tag{A1.15}$$

onde

- Máquina tipo p : gerador síncrono que esteja em serviço na área 1 e que só disponha de regulação primária da frequência;
- Máquina tipo s : gerador síncrono que esteja em serviço na área 1 e que participe no AGC.

Sabendo que $\Delta P_{12} = -\Delta P_{21}$, a partir da substituição das equações (1), (2), (3), (5) e (6) na equação (4), será possível obter a seguinte equação para o cálculo directo do desvio de frequência em regime permanente:

$$\Delta f = \left(\sum_{\forall s} \Delta P e_s^{max} - \Delta P c_1 \right) / \left(D_1 + B_2 + \sum_{\forall p} \frac{1}{R_p} \right) \quad (A1.16)$$

Após a obtenção do valor de Δf , a partir das mesmas equações atrás apresentadas será possível calcular o valor dos restantes desvios entre os regimes permanentes pré-perturbação e pós-perturbação, nomeadamente para:

- $\Delta P e_s = \Delta P e_s^{max}; \forall s$ (produção de cada gerador síncrono s que esteja em serviço na área 1 e que participe no AGC);
- $\Delta P e_p = \frac{-\Delta f}{R_p}; \forall p$ (produção de cada gerador síncrono p que esteja em serviço na área 1 e que só disponha de regulação primária);
- $\Delta P d_1 = D_1 \times \Delta f$ (consumo na área 1);
- $\Delta P d_2 = D_2 \times \Delta f$ (consumo na área 2);
- $\Delta P_{12} = \sum_{\forall p} \Delta P e_p + \sum_{\forall s} \Delta P e_s - (\Delta P c_1 + \Delta P d_1)$ (exportação da área 1).

Exemplo 3.a)

Repita-se o exercício proposto no exemplo 1.a), mas agora supondo que os sistemas de AGC estão activados e que $\Delta P e_{1a}^{max} = \Delta P e_{1b}^{max} = 0.5$ p.u..

Nesta situação, a reserva girante secundária da área 1 é de 1 p.u., não sendo por isso suficiente para acomodar um aumento de carga de $\Delta P c_1 = 2$ p.u.. Assim, as duas máquinas que dispõem dessa reserva (G1a e G1b) atingirão o limite máximo de produção (i.e., ficarão com $\Delta P e_{1a} = \Delta P e_{1b} = 0.5$ p.u.), sendo esta falta de produção compensada por um aumento da importação, ou seja, de P_{21} .

Desta forma, no novo regime permanente pós-perturbação ficará $\Delta P_{21} > 0$, estabilizando o AGC da área 2 num ponto de operação com $ACE_2 = 0$, correspondente a um valor de $\Delta f < 0$ que forneça $\Delta P_{21} + B_2 \times \Delta f = 0$.

Por outro lado, sendo $\Delta f < 0$, o AGC da área de controlo 1 não terá condições para eliminar o seu sinal de erro, $ACE_1 = \Delta P_{12} + B_1 \times \Delta f$, uma vez que necessita de obter produção adicional da área de controlo vizinha, o que implica que estabilize com $\Delta P_{12} < 0$.

Para uma situação deste género, o desvio de frequência poderá ser directamente calculado por aplicação da equação (A1.16), de onde se obtém:

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{e1a}^{max} + \Delta P_{e1b}^{max} - \Delta P_{c1}}{D_1 + B_2 + 1/R_{1c}} = \frac{0.5 + 0.5 - 2}{2 + 60 + 2.5} = -0.0155 \text{ p.u.}$$

Assim, o novo regime permanente da área de controlo 1 ficará definido por:

$$\Delta P_{e1a} = \Delta P_{e1b} = 0.5 \text{ p.u.}; \quad \text{De (2): } \Delta P_{e1c} = -\Delta f / R_{1c} = 0.0388 \text{ p.u.};$$

$$\text{De (3): } \begin{cases} \Delta P_{d1} = D_1 \times \Delta f = -0.031 \text{ p.u.}; \\ \Delta P_{d2} = D_2 \times \Delta f = -0.062 \text{ p.u.} \end{cases};$$

$$\text{De (4): } \Delta P_{12} = \Delta P_{e1a} + \Delta P_{e1b} + \Delta P_{e1c} - (\Delta P_{c1} + \Delta P_{d1}) = -0.93 \text{ p.u.}.$$

O valor adicional de potência eléctrica a gerar pelas máquinas da área de controlo vizinha, será de:

$$\begin{cases} \Delta P_{21} = -\Delta P_{12} \\ \Delta P_{21} = \Delta P_{e2} - \Delta P_{d2} \end{cases} \Leftrightarrow \Delta P_{e2} = -\Delta P_{12} + \Delta P_{d2} = 0.868 \text{ p.u.}$$

Por fim, os sinais de erro dos AGC estabilizarão nos seguintes valores:

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + B_1 \times \Delta f = -1.085 \text{ p.u.}; \quad ACE_2 = -\Delta P_{12} + B_2 \times \Delta f = 0.$$

No caso particular de, no novo regime permanente calculado, alguma (ou algumas) máquina p' , das que estão em serviço na área 1 que só dispõem de regulação primária, atingir o limite máximo de produção, então, tal como ocorre na situação 1, esta falta de produção será considerada como uma nova perturbação que provocará um desvio adicional, Δ' , nas diversas grandezas do sistema. No novo regime permanente pós-perturbação, o qual será caracterizado pelos desvios Δ'' , serão válidas as seguintes equações:

$$(1) ACE_2 = \Delta P_{21}'' + B_2 \times \Delta f'' = 0 \quad (A1.17)$$

$$(2) \Delta P_{e_p}'' = \frac{-\Delta f''}{R_p}; \quad \forall p \text{ (para a produção } P_{e_p} \text{ de cada máquina do tipo } p) \quad (A1.18)$$

$$(3) \Delta P_{d_i}'' = D_i \times \Delta f'' \text{ (para o consumo } P_{c_i} \text{ de cada área de controlo } i) \quad (A1.19)$$

$$(4) \Delta P_{12}'' = \Delta P_{e_1}'' - (\Delta P_{c_1} + \Delta P_{d_1}'') \text{ (para a exportação da área de controlo 1)} \quad (A1.20)$$

com

$$(5) \Delta Pe_1'' = \sum_{\forall p} \Delta Pe_p'' + \sum_{\forall p'} \Delta Pe_{p'}^{max} + \sum_{\forall s} \Delta Pe_s^{max} \quad (\text{para a produção da área de cont. 1}) \quad (A1.21)$$

onde

Máquina tipo p : gerador síncrono que esteja em serviço na área 1 que só disponha de regulação primária e que não atinja o limite máximo de produção;

Máquina tipo p' : gerador síncrono que esteja em serviço na área 1 que só disponha de regulação primária e que atinge o limite máximo de produção;

Máquina tipo s : gerador síncrono que esteja em serviço na área 1 e que participe no AGC.

Sabendo que $\Delta P_{12} = -\Delta P_{21}$, a partir da substituição das equações (1), (2), (3) e (5) na equação (4), será possível obter a seguinte equação para o cálculo directo do desvio de frequência em regime permanente:

$$\Delta f'' = \left(\sum_{\forall p'} \Delta Pe_{p'}^{max} + \sum_{\forall s} \Delta Pe_s^{max} - \Delta Pc_1 \right) / \left(D_1 + B_2 + \sum_{\forall p} \frac{1}{R_p} \right) \quad (A1.22)$$

Após a obtenção do valor de $\Delta f''$, por aplicação das mesmas equações podem se calcular os desvios das restantes grandezas do sistema.

Exemplo 3.b)

Repita-se o exemplo 3.a), mas agora supondo que $\Delta Pe_{1a}^{max} = \Delta Pe_{1b}^{max} = 0.5$ p.u. e que $\Delta Pe_{1c}^{max} = 0.001$ p.u..

Dos cálculos efectuados no exemplo 3.a), observa-se que, para além de G1a e G1b (máquinas com reserva girante secundária), a máquina G1c (máquina cuja variação da produção é definida pelo seu estatismo) atinge o limite máximo de produção.

Para uma situação deste género, o desvio de frequência poderá ser directamente calculado por aplicação da equação (A1.22), de onde se obtém:

$$\Delta f'' = \frac{\Delta Pe_{1a}^{max} + \Delta Pe_{1b}^{max} + \Delta Pe_{1c}^{max} - \Delta Pc_1}{D_1 + B_2} = \frac{2 \times 0.5 + 0.001 - 2}{2 + 60 + 0} = -0.0161 \text{ p.u.}$$

Assim, o novo regime permanente da área 1 ficará definido por:

$\Delta P_{e_{1a}}'' = \Delta P_{e_{1b}}'' = 0.5$ p.u. e $\Delta P_{e_{1c}}'' = 0.001$ p.u. (valores máximos de produção);

$$\text{De (3): } \begin{cases} \Delta P d_1'' = D_1 \times \Delta f'' = -0.0322 \text{ p.u.}; \\ \Delta P d_2'' = D_2 \times \Delta f'' = -0.0645 \text{ p.u.} \end{cases}$$

$$\text{De (4): } \Delta P_{12}'' = \Delta P_{e_{1a}}'' + \Delta P_{e_{1b}}'' + \Delta P_{e_{1c}}'' - (\Delta P_{c_1} + \Delta P d_1'') = -0.967 \text{ p.u.}$$

O valor adicional de potência eléctrica a gerar pelas máquinas da área de controlo vizinha, será de:

$$\begin{cases} \Delta P_{21}'' = -\Delta P_{12}'' \\ \Delta P_{21}'' = \Delta P_{e_2}'' - \Delta P d_2'' \end{cases} \Leftrightarrow \Delta P_{e_2}'' = -\Delta P_{12}'' + \Delta P d_2'' = 0.902 \text{ p.u.}$$

Os sinais de erro dos AGC estabilizarão nos seguintes valores:

$$ACE_1 = \Delta P_{12}'' + B_1 \times \Delta f'' = -1.128 \text{ p.u.}; \quad ACE_2 = -\Delta P_{12}'' + B_2 \times \Delta f'' = 0.$$

Por fim note-se que, se for atingido o limite máximo de produção de alguma máquina da área de controlo vizinha, esta situação não irá alterar nenhum dos resultados obtidos.

Anexo 2:

CARACTERIZAÇÃO DA REDE INTERLIGADA DE TESTE

Neste anexo apresentam-se todos os dados técnicos que foram considerados, no presente trabalho, para caracterizar a rede interligada de teste que se criou e cujo esquema unifilar se apresentou na Figura 4.1 (Capítulo 4). Os dados aqui apresentados correspondem ao valor dos parâmetros dos modelos analíticos convencionais que se utilizaram, nesta investigação, para efectuar cálculos de trânsito de potências e simulações dinâmicas de cenários de operação para este sistema eléctrico.

Na secção A2.1 é feita a caracterização dos ramos, baterias de condensadores e consumos que compõem a rede de transporte.

Na secção A2.2 apresentam-se os valores que foram considerados para a capacidade nominal instalada e limites de produção de cada gerador convencional equivalente. São também fornecidos os dados que se adoptaram para caracterizar o comportamento em regime estacionário e dinâmico de cada unidade de geração convencional, incluindo a caracterização dos sistemas locais de regulação da tensão e de velocidade, bem como do transformador de ligação de cada unidade de produção à rede de transporte. Nesta secção apresenta-se ainda o valor dos parâmetros que se adoptaram para modelizar o sistema de AGC de cada uma das áreas de controlo.

Finalmente, na secção A2.3 apresentam-se os valores que se consideraram para a potência instalada por gerador eólico equivalente. São também fornecidos os dados que se adoptaram para caracterizar o comportamento em regime estacionário e dinâmico de cada unidade de geração eólica, incluindo a caracterização do sistema de compensação de factor de potência e do transformador de ligação de cada gerador eólico à rede de transporte.

A2.1 REDE DE TRANSPORTE

Na Tabela A2.1 apresentam-se os dados que se adoptaram para caracterizar as linhas da rede de transporte, tendo a seguinte legenda:

- $R + jX$ (Ohm): Impedância série do modelo em π ;
- $Y_{sh}/2$ (mS): Valor de cada admitância shunt do modelo em π ;
- $I_z(\text{Verão})$ e $I_z(\text{Inverno})$ (A): Valor máximo admissível em regime permanente para a corrente que atravessa a linha durante cenários de Verão e de Inverno, respectivamente.

Na Tabela A2.2 apresentam-se os dados se adoptaram para caracterizar os transformadores da rede de transporte, tendo a seguinte legenda:

- Un_r / Un_f (kV/kV): Valor nominal da razão de transformação;
- Sn (MVA): Potência aparente nominal;
- x_f (%): reactância de fugas (na base da máquina).

Todos estes transformadores se consideraram com uma posição da tomada de regulação correspondente ao valor nominal da sua razão de transformação.

A informação relativa à capacidade nominal (Q_n) das baterias de condensadores que se consideraram em serviço na rede de transporte apresenta-se na Tabela A2.3.

Na Tabela A2.4 apresentam-se os valores que foram adoptados para realizar a distribuição percentual da carga total da área de controlo 1 por cada um dos seus barramentos de consumo. Para todos os consumos da rede interligada de teste, considerou-se um factor de potência de 0.94 indutivo.

Tabela A2.1 – Caracterização das linhas da rede de transporte

Linha	Barramento r	Barramento f	Un [kV]	R [Ohm]	X [Ohm]	Ysh/2 [mS]	Iz(Verão) [A]	Iz(Inverno) [A]
1	1	2	400	1.440	17.360	0	2991	3828
2	1	3	400	0.324	2.306	0	755	906
3	1	5	400	1.278	8.095	0	385	462
4	1	7	400	2.640	30.688	0	1160	1497
5	1	9	400	7.344	45.680	0	1495	1914
6	2	12	400	0.880	9.956	0.0100	2991	3828
7	10	11	150	1.676	5.224	0.0052	1601	2338
8	12	13	400	0.420	5.122	0.0051	3816	4999
9	14	15	220	0.624	4.298	0.0043	5941	8140
10	15	16	220	1.334	10.878	0.0109	2x525	2x777
11	15	17	220	8.518	46.948	0.0469	470	695
12	17	16	220	2.998	16.623	0.0166	1050	1554
13	17	4	220	2.178	12.197	0.0122	1060	1272
14	16	4	220	3.049	17.037	0.0170	688	825
15	16	6	220	2.323	12.971	0.0130	701	841
16	14	18	220	2.807	32.718	0.0327	606	776
17	15	18	220	9.390	49.949	0.0499	604	893
18	16	18	220	6.437	35.526	0.0355	987	1460
19	18	19	220	4.461	24.348	0.0243	1102	1631
20	18	22	220	2.807	15.391	0.0154	1407	1800
21	22	19	220	4.106	25.552	0.0256	1407	1800
22	23	8	150	6.728	23.378	0.0234	654	949
23	13	20	400	3.623	41.143	0.0411	3320	4282
24	20	21	400	2.400	26.880	0.0269	1166	1411
25	21	7	400	2.080	22.400	0.0224	1657	2138
26	20	24	400	1.215	13.047	0.0130	3470	4337
27	24	25	400	1.355	14.776	0.0148	3620	4561
28	25	9	400	5.011	52.045	0.0520	1495	1914

Tabela A2.2 – Caracterização dos transformadores da rede de transporte

Transformador	Barramento r	Barramento f	Unr/Unf [kV/kV]	Sn [MVA]	xf [%]
1	3	4	400/220	896	0.10%
2	5	6	400/220	448	0.10%
3	7	8	400/150	250	16.06%
4	12	11	400/150	720	11.70%
5	13	14	400/220	900	11.70%
6	22	23	220/150	300	5.89%
7	20	19	400/220	1500	12.47%

Tabela A2.3 – Capacidade nominal das baterias de condensadores da rede de transporte

Bateria	Barramento	Qn [Mvar]
1	1	300
2	10	30
3	11	60
4	14	350
5	15	20
6	18	350
7	19	800
8	23	30
9	24	113
10	25	234

Tabela A2.4 – Distribuição percentual de consumos pela área de controlo 1

Consumo	Barramento	vp [%]
1	10	5.0%
2	11	4.2%
3	14	19.8%
4	15	1.7%
5	16	1.1%
6	17	0.1%
7	18	11.8%
8	19	31.5%
9	23	3.3%
10	24	10.5%
11	25	10.9%

Total: 100%

A2.2 GERADORES CONVENCIONAIS

A cada gerador convencional da rede interligada de teste foi associado o modelo em regime estacionário e dinâmico de um gerador síncrono. Aquando da simulação de cenários, cada um dos 17 geradores convencionais equivalentes que se consideraram instalados neste sistema (ver Figura 4.1) foi caracterizado pelo modelo equivalente do conjunto de geradores convencionais com iguais características e que se encontrassem em serviço na mesma central.

Capacidades Nominais Instaladas e Limites de Produção

Na Tabela A2.5 apresentam-se os valores que se adoptaram para a capacidade nominal e limites de produção por máquina dos geradores convencionais equivalentes, tendo a seguinte legenda:

- *nº de máquinas* : número de máquinas instaladas no gerador convencional equivalente;
- *Tipo*: Tipo de aproveitamento, de modo a fazer a distinção entre uma máquina hídrica de albufeira (*HA*), hídrica de fio-de-água (*HF*), nuclear (*N*), térmica de turbina a gás (*TG*) e térmica clássica de fuel ou carvão (*TC*);
- *Un* (kV): Tensão nominal da máquina;
- *Sn* (MVA): Potência aparente nominal por máquina instalada no gerador equivalente;
- *P_{min}* e *P_{max}* (MW): limites, mínimo e máximo, da produção de potência activa em regime permanente, por máquina instalada no gerador equivalente;
- *P_{max,din}* (MW): limite máximo de produção de potência activa em regime transitório, por máquina instalada no gerador equivalente;
- *Q_{min}* e *Q_{max}* (Mvar): limites, mínimo e máximo, de produção de potência reactiva, por máquina instalada no gerador equivalente.

Dos valores considerados para o limite máximo da produção de potência activa em regime permanente (*P_{max}*) por máquina instalada (ver valores da Tabela A2.5), resultaram os valores de *P_{max}* disponíveis por gerador convencional equivalente que se apresentam no gráfico da Figura A2.1.

Transformador de Ligação à Rede de Transporte

Considerou-se que cada unidade de geração convencional da rede interligada de teste dispõe de um transformador de ligação à rede de transporte, tendo estes sido modelizados com os valores que se apresentam na Tabela A2.6. Nesta tabela, os valores de *x_f* apresentam-se na base da máquina. Todos estes transformadores se consideraram com uma posição da tomada de regulação correspondente ao valor nominal da sua razão de transformação.

Tabela A2.5 – Capacidade e limites de produção por máquina dos geradores convencionais equivalentes

Gerador equivalente	nº de máquinas	Tipo	Un [kV]	valores por máquina do gerador equivalente					
				Sn [MVA]	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Pmax,din [MW]	Qmin [Mvar]	Qmax [Mvar]
C1	3	HA	18	350.0	150.0	299.3	315.0	-100.0	150.0
C2	13	HA	10	80.0	35.0	48.3	50.5	-45.0	48.0
C3	4	HA	10	85.0	40.0	61.1	63.1	-35.0	38.0
C4	3	TG	21	394.0	132.0	330.0	334.9	-130.0	150.0
C5	10	HF	10	80.0	30.0	64.5	65.1	-34.0	31.0
C6	3	HF	10	62.0	25.0	58.9	62.6	-10.0	10.0
C7	5	HF	15	210.0	120.0	152.8	156.2	-109.0	90.0
C8	4	HA	12	100.0	73.0	95.0	95.9	-46.0	44.0
C9	6	TG	21	444.4	160.0	400.0	457.3	-157.6	181.8
C10	11	HA	10.5	57.4	25.0	41.8	43.1	-16.0	27.0
C11	2	TC	18	362.0	101.0	292.0	304.1	-65.0	190.0
C12	5	TC	18	294.0	92.2	165.1	169.6	-72.0	154.0
C13	4	TC	18	353.0	109.0	298.0	303.6	-35.0	190.0
C14	2	HA	15	135.0	0.0	115.9	128.3	-46.0	59.0
C15	146	HA	13.8	142.0	20.0	135.0	142.0	-35.0	45.0
C16	32	T	22	670.0	159.0	534.0	633.2	-216.5	269.1
C17	10	N	27	1157.0	60.0	1067.0	1070.2	-180.0	505.0

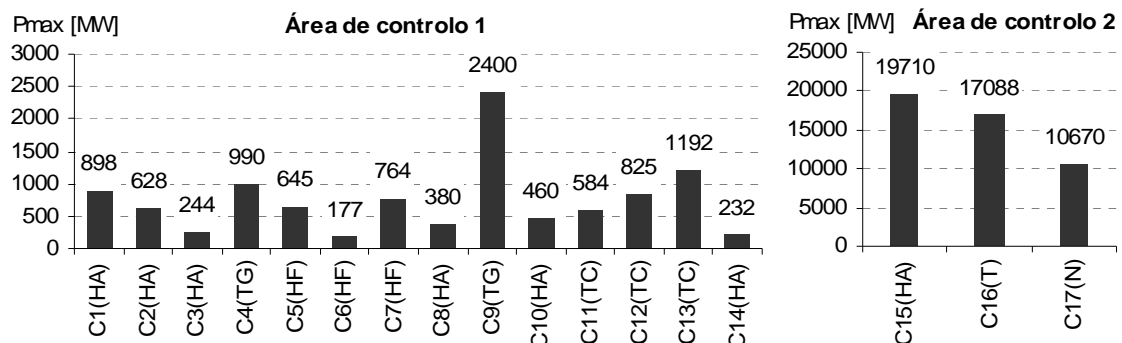


Figura A2.1 – Limite máx. de produção de potência activa disponível por gerador convencional equivalente

Tabela A2.6 – Caracterização dos transformadores de ligação de cada gerador conv. à rede de transporte

Gerador equivalente	Un1/Un2 [kV/kV]	valores por máquina	
		Sn [MVA]	xf [%]
C1	18/400	350	2.865
C2	10/150	80	13.13
C3	10/220	90	11.11
C4	21/220	384	3.289
C5	10/220	80	13.63
C6	10/220	62	17.74
C7	15/220	220	5.909
C8	12/220	108	11.11
C9	21/220	465.45	3.289
C10	10.5/150	52.5	20.95
C11	18/400	340	3.505
C12	18/400	315	3.897
C13	18/400	340	2.881
C14	15/400	140	7.143
C15	13.8/400	142	3
C16	22/400	670	3
C17	27/400	1157	3

Modelo Dinâmico dos Geradores Síncronos Convencionais

Na Tabela A2.7 apresentam-se os valores que se adoptaram para os parâmetros dos modelos que foram utilizados para obter a evolução temporal das grandezas eléctricas e mecânicas de cada unidade de geração convencional.

Tabela A2.7 – Caracterização de cada máquina instalada nos geradores convencionais equivalentes

Gerador equivalente	valores por máquina									
	Ra [Ohm]	Xd [Ohm]	Xq [Ohm]	X'd [Ohm]	X'q [Ohm]	T'd0 [s]	T'q0 [s]	H [MJ/MVA] na base da máquina	D [p.u.MW/p.u.rad/s] na base da máquina	
C1(HA)	0	1.111	0.648	0.324	0.324	5	5	3.43	1.0	
C2(HA)	0	1.500	0.875	0.375	0.375	5	5	3.00	0.4	
C3(HA)	0	1.247	0.824	0.318	0.318	5	5	2.94	0.7	
C4(TG)	0	2.071	1.959	0.301	0.504	7.79	3.03	3.10	1.0	
C5(HF)	0	1.125	0.688	0.375	0.375	4.4	4.4	4.22	0.8	
C6(HF)	0	1.258	0.677	0.435	0.435	5	5	3.28	1.0	
C7(HF)	0	0.964	0.557	0.321	0.321	3.84	3.84	4.50	0.5	
C8(HA)	0	1.498	0.922	0.432	0.432	5.2	5.2	3.00	0.5	
C9(TG)	0	1.838	1.738	0.267	0.397	7.79	3.03	3.10	0.6	
C10(HA)	0	6.663	4.060	1.704	1.704	5.15	5.15	3.86	0.7	
C11(TC)	0	2.309	2.238	0.407	0.623	6.29	1.99	5.40	1.0	
C12(TC)	0	2.413	2.149	0.386	0.551	7.4	2.45	5.20	1.0	
C13(TC)	0	2.203	2.175	0.402	0.404	6.03	2.91	5.53	1.0	
C14(HA)	0	1.850	1.233	0.550	0.550	8.6	8.6	3.30	1.0	
C15(HA)	0	0.912	0.629	0.355	0.355	7	7	4.39	0.0	
C16(T)	0	1.581	1.561	0.308	0.420	6.8	0.69	2.50	1.0	
C17(N)	0	1.544	1.355	0.215	0.528	6.242	2.25	3.71	1.0	

Esta caracterização foi efectuada recorrendo ao seguinte modelo transitório de quarta ordem de um gerador síncrono (valores em p.u. na base de potência e de tensões do sistema):

$$\frac{d\Delta\tilde{\omega}(t)}{dt} = \frac{\pi \cdot f_n}{H} \times (P_{mec}(t) - P_e(t) - D \times \Delta\omega(t)) - \frac{d\Delta\omega_o(t)}{dt} \quad (A2.1)$$

$$\frac{d\theta(t)}{dt} = \Delta\tilde{\omega}(t) \quad (A2.2)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial E'q(t)}{\partial t} = \frac{1}{T'do} \times [Efd(t) - E'q(t) + (Xd - X'd) \times Id(t)] \\ \frac{\partial E'd(t)}{\partial t} = -\frac{1}{T'qo} \times [E'd(t) + (Xq - X'q) \times Iq(t)] \end{cases} \quad (A2.3)$$

$$\Delta\omega(t) = \Delta\tilde{\omega}(t) + \Delta\omega_o(t) \quad (A2.4)$$

$$\begin{cases} Vq(t) = E'q(t) - Ra \times Iq(t) + X'd \times Id(t) \\ Vd(t) = E'd(t) - Ra \times Id(t) - X'q \times Iq(t) \end{cases} \quad (A2.5)$$

$$P_e(t) = \operatorname{Re} \left\{ \underline{E}'(t) \times \underline{I}g(t)^* \right\} \Leftrightarrow P_e(t) = E'q(t) \times Iq(t) + E'd(t) \times Id(t) \quad (A2.6)$$

onde:

- As variáveis de estado deste modelo são as seguintes:

$\Delta\tilde{\omega}$ (rad/s): Variação da velocidade angular da máquina em relação à velocidade do centro de inércia do sistema ω_o ;

θ (rad): Ângulo de carga da máquina quando medido em relação ao centro de inércia do sistema $\delta_o = \frac{1}{H_T} \sum_{i=1}^{n \text{ sinc}} H_i \times \delta_i$, onde $H_T = \sum_{i=1}^{n \text{ sinc}} H_i$ e $n \text{ sinc}$ corresponde ao número de geradores síncronos que se encontram em serviço no sistema;

$E'q$ e $E'd$ (p.u.): Componentes segundo o eixo em quadratura (q) e directo (d) da força electromotriz transitória da máquina ($\underline{E}' = E'q + jE'd$).

$E'q$ e $E'd$ (p.u.): Componentes segundo o eixo em quadratura (q) e directo (d) da força electromotriz transitória da máquina ($\underline{E}' = E'q + jE'd$).

- As variáveis algébricas deste modelo são as seguintes:

$\Delta\omega$ (rad/s): Variação da velocidade angular da máquina em relação à velocidade de sincronismo $\omega_n = 2\pi f_n$;

Iq e Id (p.u.): Componentes segundo o eixo em quadratura (q) e directo (d) da corrente gerada pela máquina ($\underline{I}_g = Iq + jId$);

Pe (p.u.): Potência activa gerada pela máquina.

- As variáveis de entrada deste modelo são as seguintes:

$\Delta\omega_o$ (rad/s): Variação da velocidade angular do centro de inércia do sistema em relação à velocidade de sincronismo $\omega_n = 2\pi f_n$;

$Pmec$ (p.u.): Potência mecânica desenvolvida pela turbina da máquina;

Efd (p.u.): Força electromotriz à saída da excitatriz da máquina;

Vq e Vd (p.u.): Componentes segundo o eixo em quadratura (q) e directo (d) da tensão aos terminais da máquina ($\underline{V} = Vq + jVd$).

- Os parâmetros deste modelo são os seguintes:

f_n (Hz): Frequência nominal do sistema (50 Hz);

Ra (p.u.): Resistência do circuito estatórico da máquina;

Xd e Xq (p.u.): Componentes, longitudinal (d) e transversal (q), da reactância síncrona da máquina;

$X'd$ e $X'q$ (p.u.): Componentes, longitudinal (d) e transversal (q), da reactância transitória da máquina;

$T'do$ e $T'qo$ (s): Componentes longitudinal (d) e transversal (q) da constante de tempo transitória da máquina;

H (MJ/MVA): Constante de inércia da máquina (na base de potência do sistema);

D (p.u.MW/rad/s): Coeficiente de amortecimento da máquina (na base de potência do sistema).

Note-se que a constante de amortecimento do consumo total de uma área de controlo ac (D_{ac}), que define o desvio em regime permanente da carga composta da área de controlo em função do desvio em regime permanente da frequência do sistema, é dada por:

$$D_{ac} = \sum_{i=1}^{n \text{ sinc}} D_i \quad (\text{A2.7})$$

onde $n \text{ sinc}$ corresponde ao número de geradores síncronos que se encontram em serviço na área de controlo.

Modelos Dinâmicos dos Reguladores de Velocidade e Turbinas

Relativamente aos sistemas de regulação primária da frequência, considerou-se que cada unidade de geração convencional dispõe de um regulador de velocidade com um modelo cujo diagrama de blocos se apresenta na Figura A2.2. Relativamente ao bloco com a designação *regulador*, para as máquinas térmicas e nucleares adoptou-se o modelo que se apresenta na Figura A2.3 com o nome *regulador simples (Tipo 1)*. Para as máquinas hídricas adoptou-se o modelo que se apresenta na mesma figura com a designação *regulador hidráulico com “transient droop” (Tipo 2)*. Relativamente ao modelo das turbinas, no caso das máquinas térmicas e nucleares adoptou-se o que se apresenta na Figura A2.4 com a designação *turbina térmica com reaquecimento (Tipo 1)*. Para as máquinas hídricas adoptou-se o modelo que se apresenta na mesma figura com a designação *turbina hidráulica (Tipo 2)*. O valor considerado, por máquina de cada gerador convencional equivalente, para os parâmetros destes modelos apresenta-se na Tabela A2.8, para os reguladores de velocidade, e na Tabela A2.9, para as turbinas, tendo a seguinte legenda:

- R (p.u.Hz/p.u.MW): Estatismo (na base da máquina);
- T_g (s): Constante de tempo do regulador,
- R_t (p.u.Hz/p.u.MW): “*Transient droop*” do regulador hidráulico (na base da máquina);
- T_r (s): “*Reset Time*” do regulador hidráulico;
- $P_{mec_{max}}$ (MW): Limite máximo de potência do regulador,
- $C_{v_{open}}$ e $C_{v_{close}}$ (%/s): Limites da taxa de aumento e de diminuição de potência do regulador (na base da máquina);

- T_a (s): Constante de tempo do andar de alta pressão, no caso de corresponder ao modelo da turbina térmica com reaquecimento (turbina tipo 1), ou constante de tempo da turbina, no caso de corresponder ao modelos da turbina hidráulica (turbina tipo 2);
- T_b (s): Constante de tempo do andar de média pressão da turbina térmica com reaquecimento;
- T_c (s): Constante de tempo do andar de baixa pressão da turbina térmica com reaquecimento;
- α , β e γ : Fracção da potência que resulta do andar de alta, média e baixa pressão da turbina térmica com reaquecimento.

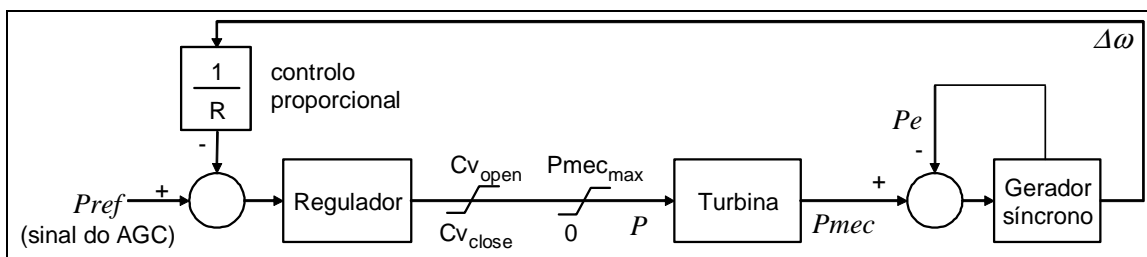


Figura A2.2 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade

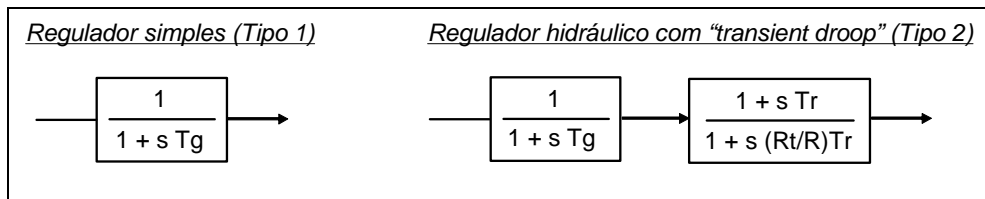


Figura A2.3 – Modelos para o regulador

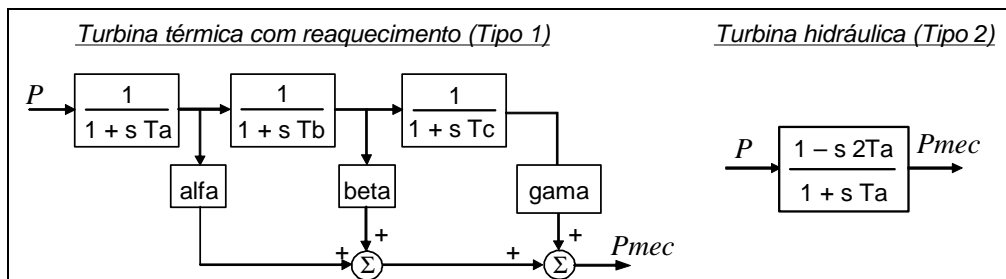


Figura A2.4 – Modelos para a turbina

Tabela A2.8 – Caracterização dos reguladores de velocidade

Gerador equiv.	Tipo de Reg.	valores por máquina						
		R [p.u.Hz/p.u.MW] base da máq.	T _g [s]	R _t [p.u.Hz/p.u.MW] base da máq.	Tr [s]	P _{meCmax} [MW]	C _{vopen} [%/s] base da máq.	C _{vclose} [%/s] base da máq.
C1(HA)	2	0.05	0.5	0.4	5	315.0	1.58%	-1.58%
C2(HA)	2	0.05	0.5	0.24	2.74	50.5	1.58%	-1.58%
C3(HA)	2	0.05	0.5	0.2	2.8	63.1	1.58%	-1.58%
C4(TG)	1	0.05	0.4	---	---	334.9	0.07%	-0.07%
C5(HF)	2	0.05	0.5	0.08	1.32	65.1	1.58%	-1.58%
C6(HF)	2	0.05	0.5	0.15	1.95	62.6	1.58%	-1.58%
C7(HF)	2	0.05	0.5	0.13	2.38	156.2	1.58%	-1.58%
C8(HA)	2	0.05	0.5	0.14	1.7	95.9	1.58%	-1.58%
C9(TG)	1	0.05	0.4	---	---	457.3	0.07%	-0.07%
C10(HA)	2	0.05	0.5	0.08	1.22	43.1	1.58%	-1.58%
C11(TC)	1	0.05	0.4	---	---	304.1	0.05%	-0.05%
C12(TC)	1	0.05	0.4	---	---	169.6	0.07%	-0.07%
C13(TC)	1	0.05	0.4	---	---	303.6	0.05%	-0.05%
C14(HA)	2	0.04	0.5	0.4	5	128.3	1.58%	-1.58%
C15(HA)	2	0.05	0.5	0.24	4.16	142.0	2.50%	-2.50%
C16(T)	1	0.06	0.25	---	---	633.2	0.50%	-0.50%
C17(N)	1	0.06	0.25	---	---	1070.2	0.08%	-0.08%

Tabela A2.9 – Caracterização das turbinas

Gerador equivalente	Tipo de Turbina	Valores por máquina					
		T _a [s]	T _b [s]	T _c [s]	alfa	beta	gama
C1(HA)	2	0.75	---	---	---	---	---
C2(HA)	2	0.34	---	---	---	---	---
C3(HA)	2	0.75	---	---	---	---	---
C4(TG)	1	0.4	6	0.5	0.3	0.4	0.3
C5(HF)	2	0.165	---	---	---	---	---
C6(HF)	2	0.245	---	---	---	---	---
C7(HF)	2	0.3	---	---	---	---	---
C8(HA)	2	0.21	---	---	---	---	---
C9(TG)	1	0.4	6	0.5	0.3	0.4	0.3
C10(HA)	2	0.15	---	---	---	---	---
C11(TC)	1	0.4	6	0.5	0.3	0.4	0.3
C12(TC)	1	0.4	6	0.5	0.3	0.4	0.3
C13(TC)	1	0.4	6	0.5	0.3	0.4	0.3
C14(HA)	2	0.71	---	---	---	---	---
C15(HA)	2	0.52	---	---	---	---	---
C16(T)	1	0.4	7	0.4	0.45	0.3	0.25
C17(N)	1	0.4	6	0.3	0.32	0	0.68

Modelo Dinâmico dos Reguladores de Tensão

Para o regulador de tensão de cada unidade de geração convencional, adoptou-se o modelo IEEE do tipo 1 cujo diagrama de blocos se apresenta na Figura A2.5. O valor considerado, por máquina de cada gerador convencional equivalente, para os parâmetros deste modelo apresenta-se na Tabela A2.10, tendo a seguinte legenda:

- K_a : Ganho do amplificador;

- T_a (s): Constante de tempo do amplificador;
- K_e e T_e : Parâmetros da excitatriz;
- K_s : Ganho do estabilizador;
- T_s (s): Constante de tempo do estabilizador;
- T_r (s): Constante de tempo do rectificador;
- V_{min} e V_{max} : Limites, inferior e superior, do amplificador;
- A_{ex} e B_{ex} : Parâmetros da função de saturação, $S_E = A_{ex} \times e^{(B_{ex} \times E_{fd})}$, que é utilizada para modelizar o efeito de saturação na excitatriz.

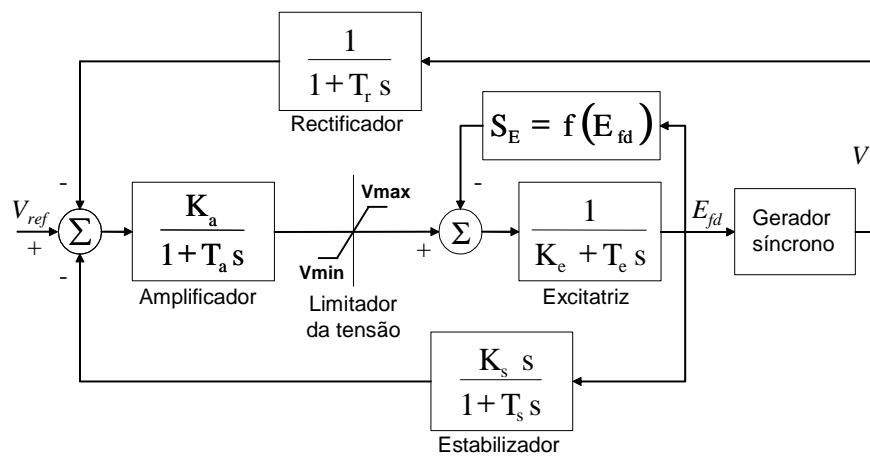


Figura A2.5 – Diagrama de blocos do regulador de tensão

Tabela A2.10 – Caracterização dos reguladores de tensão

Valores por máquina											
Gerador equivalente	Ka	Ta [s]	Ke	Te	Ks	Ts [s]	Tr [s]	Vmin [p.u.]	Vmax [p.u.]	Aex	Bex
C1(HA)	40	0.005	1	0.025	0	1	0.04	-3.5	3.8	0	0
C2(HA)	75	0.05	0	0.5	0.07	1	0.04	-2.1	2.1	0	0
C3(HA)	50	0.005	1	0.025	0.04	1	0.04	-3.5	3.5	0	0
C4(TG)	50	0.005	1	0.025	0.04	1	0.04	-3.5	3.8	0	0
C5(HF)	50	0.005	1	0.025	0.04	1	0.04	-3.5	3.5	0	0
C6(HF)	50	0.005	1	0.025	0.04	1	0.04	-3.5	3.5	0	0
C7(HF)	50	0.005	1	0.025	0.04	1	0.04	-3.5	3.5	0	0
C8(HA)	50	0.005	1	0.025	0.04	1	0.04	-3.5	3.5	0	0
C9(TG)	50	0.005	1	0.025	0.04	1	0.04	-3.5	3.5	0	0
C10(HA)	75	0.05	0	0.5	0.07	1	0.04	-2.1	2.1	0	0
C11(TC)	40	0.005	1	0.025	0	1	0.04	-3.5	3.8	0	0
C12(TC)	40	0.005	1	0.025	0	1	0.04	-3.5	3.5	0	0
C13(TC)	40	0.005	1	0.025	0	1	0.04	-3.5	3.8	0	0
C14(HA)	50	0.005	1	0.025	0.04	1	0.04	-3.5	3.5	0	0
C15(HA)	40	0.06	0	0.85	0.08	1	0.04	-1.1666	1.1666	0	0
C16(T)	42	0.06	-0.035	0.25	0.05	1	0.04	-2.196	2.196	0	0
C17(N)	400	0.021	1	1.03	0.08	1	0.04	-7.6125	7.6125	0	0

Modelo Dinâmico dos Sistemas de AGC

Para modelizar a acção dos sistemas de regulação secundária da frequência e potência activa nas interligações, considerou-se a existência, em cada área de controlo, de um AGC com a configuração que se apresenta na Figura A1.1 do Anexo 1. Nesta configuração, supôs-se que neste tipo de acção participa qualquer gerador convencional que se encontre em serviço na área de controlo e que seja do tipo térmico ou hídrico. Relativamente aos parâmetros considerados para modelizar estes sistemas, adoptaram-se os seguintes valores:

- Para o factor de polarização da frequência do AGC de cada área de controlo (B), adoptou-se o valor calculado da característica natural da área de controlo para um cenário típico de ponta, tendo resultado no seguinte:
 - $B(\text{área de controlo } 1) = 1\ 672$ p.u.MW/p.u. Hz (numa base de 100 MVA e 50 Hz);
 - $B(\text{área de controlo } 2) = 78\ 386$ p.u.MW/p.u. Hz (numa base de 100 MVA e 50 Hz).
- Para o ganho de controlo integral do AGC de cada área de controlo (KI), considerou-se $KI = 0.005$ (valor escolhido seguindo os critérios da UCTE [27]).
- Para calcular o factor de participação de cada gerador síncrono k que se encontre a participar nesta acção de controlo (fp_k), considerou-se que a segunda derivada da função de custo de produção do gerador síncrono (F_k'') tem um valor igual a 10, no caso da máquina ser térmica, e um valor igual a 1, no caso da máquina ser hídrica. Desta forma, especificou-se uma maior participação das máquinas hídricas nas acções de controlo do AGC.

A2.3 GERADORES EÓLICOS

A cada gerador eólico da rede interligada de teste foi associado o modelo em regime estacionário e dinâmico de uma máquina de indução clássica de rotor em gaiola de esquilo. Aquando da simulação de cenários, cada um dos 11 geradores eólicos equivalentes que se consideraram instalados neste sistema (ver Figura 4.1) foi caracterizado pelo modelo equivalente do conjunto de geradores eólicos com iguais características e que se encontrassem em serviço e a partilhar o mesmo ponto de ligação à rede de transporte.

Potência Nominal Instalada por Ponto de Ligação

Para todas as unidades de geração eólica adoptou-se o modelo típico de uma máquina de indução de 0.69 kV e de 1 MW de potência nominal. Na Tabela A2.11 apresentam-se os valores que se consideraram para o número de máquinas instaladas por gerador eólico equivalente (i.e., por ponto de ligação à rede). Destes dados, resultaram os valores de potência nominal instalada por gerador eólico equivalente que se apresentam no gráfico da Figura A2.6.

Tabela A2.11 – Número de máquinas instaladas por gerador eólico equivalente

Gerador equivalente	nº de máquinas instaladas
W1	290
W2	290
W3	180
W4	425
W5	90
W6	120
W7	1305
W8	590
W9	240
W10	220
W11	8000

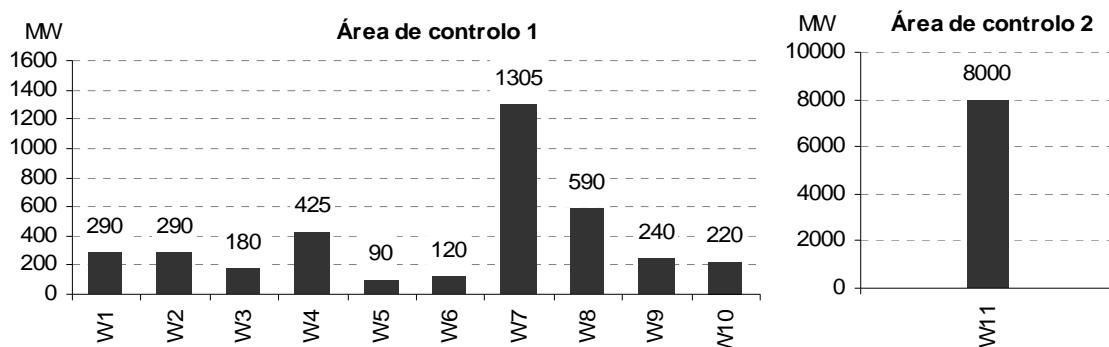


Figura A2.6 – Potência nominal instalada por gerador eólico equivalente

Transformador de Ligação à Rede de Transporte

Considerou-se que cada unidade de geração eólica da rede de teste dispõe de um transformador de ligação à rede de transporte, tendo estes sido modelizados com os valores que se apresentam na Tabela A2.12. Nesta tabela, os valores de x_f apresentam-se na base da máquina. Todos estes transformadores foram considerados com uma posição da tomada de regulação correspondente ao valor nominal da sua razão de transformação.

Sistema de Compensação de Factor de Potência

Tal como já se referiu no Capítulo 4, para efectuar a compensação do factor de potência durante as horas fora de vazio associou-se, a cada gerador eólico, um sistema de baterias de

condensadores com 4 escalões, tendo sido a ligação de cada escalão função da carga do gerador. Na Tabela A2.13 apresentam-se os valores nominais que se consideraram para os 4 escalões de cada unidade de geração eólica, de modo a obter uma $\tan \phi \geq 0.2$ cap. ou $\tan \phi \geq 0.1$ cap. Esta tabela tem a seguinte legenda:

- Q_n (Mvar): Valor nominal da bateria de condensadores que se considerou em serviço para cada um dos 4 escalões;
- P_{ini} e P_{fim} (%): Limites para a gama de valores do regime de carga do gerador eólico que define a ligação de cada escalão da bateria de condensadores.

Tabela A2.12 – Caracterização dos transformadores de ligação de cada gerador eólico à rede de transporte

Gerador equivalente	valores por máquina de 1 MW		
	Un1/Un2 [kV/kV]	Sn [MVA]	xf [%]
W1	0.69/150	1.25	5
W2	0.69/150	1.25	5
W3	0.69/220	1.25	5
W4	0.69/220	1.25	5
W5	0.69/220	1.25	5
W6	0.69/220	1.25	5
W7	0.69/220	1.25	5
W8	0.69/220	1.25	5
W9	0.69/150	1.25	5
W10	0.69/400	1.25	5
W11	0.69/400	1.25	5

Tabela A2.13 – Valor nominal dos escalões da bateria de condensadores instalada por máquina dos geradores eólicos equiv.

escalão	valores por máquina de 1 MW					
	para obter tang.>0.2 cap.			para obter tang.>0.1 cap.		
	Pini [%]	Pfim [%]	Qn [Mvar]	Pini [%]	Pfim [%]	Qn [Mvar]
1º	0%	25%	0.32	0%	25%	0.30
2º	25%	50%	0.42	25%	50%	0.38
3º	50%	75%	0.51	50%	75%	0.44
4º	75%	100%	0.62	75%	100%	0.53

Modelo em Regime Estacionário e Dinâmico do Gerador Eólico

Na Tabela A2.14 apresentam-se os valores que foram considerados para os parâmetros dos modelos analíticos adoptados para obter o comportamento em regime estacionário e dinâmico de cada unidade de geração eólica. O modelo adoptado para simular o comportamento em regime estacionário de cada gerador eólico baseou-se no circuito equivalente por fase, que se apresenta na Figura A2.7. Segundo este modelo, o barramento ao qual liga um gerador assíncrono é classificado como sendo do tipo RX, tendo como variável de entrada a potência mecânica desenvolvida pela turbina da máquina (P_{mec}), e como variáveis de saída, a potência

activa e reactiva gerada (P_g e Q_g), bem como o deslizamento (s). Os parâmetros deste modelo são os seguintes:

- R_e (Ohm): Resistência do estator;
- X_e (Ohm): Reactância do estator;
- R_r (Ohm): Resistência do rotor;
- X_r (Ohm): Reactância do rotor;
- X_m (Ohm): Reactância de magnetização.

Tabela A2.14 – Caracterização de cada máquina instalada nos geradores eólicos equivalentes

	Valores por máquina de 1 MW
R_e [Ohm]	0.0026
X_e [Ohm]	0.0443
R_r [Ohm]	0.0031
X_r [Ohm]	0.0346
X_m [Ohm]	1.6400
H [MJ/MVA] na base da máquina	6.30

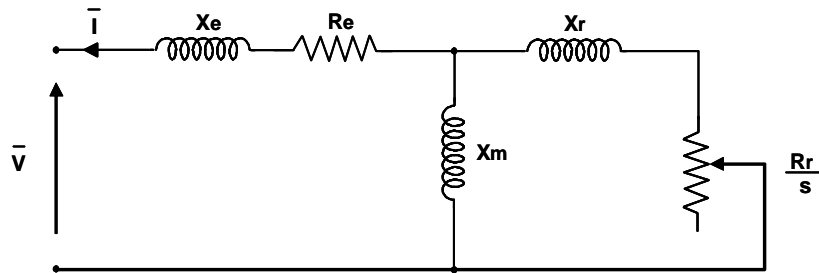


Figura A2.7 – Circuito equivalente por fase de uma máquina assíncrona

Para obter a evolução temporal das grandezas eléctricas do gerador eólico adoptou-se o seguinte modelo transitório de terceira ordem:

$$\frac{\partial \omega(t)}{\partial t} = \frac{\pi \cdot f(t)}{H} \times (P_{mec}(t) - P_e(t)) \tag{A2.8}$$

$$\begin{cases} \frac{\partial E'_{re}(t)}{\partial t} = (2 \cdot \pi \cdot f(t)) \times s(t) \times E'_{im}(t) - \frac{1}{T_o} \times (E'_{re}(t) - (X - X') \times I_{im}(t)) \\ \frac{\partial E'_{im}(t)}{\partial t} = (-2 \cdot \pi \cdot f(t)) \times s(t) \times E'_{re}(t) - \frac{1}{T_o} \times (E'_{im}(t) + (X - X') \times I_{re}(t)) \end{cases} \tag{A2.9}$$

$$\begin{cases} V_{re}(t) = E'_{re}(t) - R_e \times I_{re}(t) + X' \times I_{im}(t) \\ V_{im}(t) = E'_{im}(t) - X' \times I_{re}(t) - R_e \times I_{im}(t) \end{cases} \tag{A2.10}$$

$$P_e(t) = R_e \left\{ \underline{E}'(t) \times \underline{I}(t)^* \right\} = E'_{re}(t) \times I_{re}(t) + E'_{im}(t) \times I_{im}(t) \tag{A2.11}$$

$$s(t) = \frac{2\pi \cdot f(t) - \omega(t)}{2\pi \cdot f(t)} \quad (A2.12)$$

onde:

- As variáveis de estado deste modelo são as seguintes:

ω (rad/s): Velocidade angular da máquina;
 E'_{re} e E'_{im} (p.u.): Componentes da força electromotriz transitória da máquina, segundo o eixo real (re) e imaginário (im) do referencial do sistema ($\underline{E}' = E'_{re} + jE'_{im}$).

- As variáveis algébricas deste modelo são as seguintes:

I_{re} e I_{im} (p.u.): Componentes da corrente estatórica da máquina, segundo o eixo real (re) e imaginário (im) do referencial do sistema ($\underline{I} = I_{re} + jI_{im}$);
 Pe (p.u.): Potência activa gerada pela máquina;
 s : deslizamento da máquina.

- As variáveis de entrada deste modelo são as seguintes:

f (Hz): Frequência do sistema;
 $Pmec$ (p.u.): Potência mecânica desenvolvida pela turbina da máquina;
 V_{re} e V_{im} (p.u.): Componentes da tensão aos terminais da máquina, segundo o eixo real (re) e imaginário (im) do referencial do sistema ($\underline{V} = V_{re} + jV_{im}$).

- Os parâmetros deste modelo correspondem aos que já se descreveram para o modelo em regime estacionário da máquina, aos quais se acrescenta a constante de inércia da máquina (H). Com estes parâmetros se calcula o valor das seguintes grandezas:

$$X' = X_e + \frac{X_m \times X_r}{X_m + X_r} \quad (p.u.) \quad (A2.13)$$

$$X = X_e + X_m \quad (p.u.) \quad (A2.14)$$

$$T_o = \frac{X_r + X_m}{(2 \cdot \pi \cdot f_0) \times R_r} \quad (s) \quad (A2.15)$$

onde

- X' : Reactância do estator com o rotor bloqueado;
- X : Reactância do estator com o rotor em circuito aberto;
- T_o : Constante de tempo do rotor com o estator em circuito aberto.

Anexo 3:

MODELOS DE PROGRAMAÇÃO UTILIZADOS

A3.1 MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR (LP)

A3.1.1 Formulação Matemática

Um problema de programação linear (denominado, na literatura anglo-saxónica, *Linear Programming* - LP) pode descrever-se como consistindo na selecção dos valores para n variáveis de decisão, $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]$, de modo a que seja minimizada (ou maximizada) uma função objectivo do tipo:

$$f(\mathbf{x}) = c_1 \cdot x_1 + c_2 \cdot x_2 + \dots + c_n \cdot x_n, \quad (A3.1)$$

Esta selecção poderá estar sujeita ao seguinte tipo de restrições:

- a um conjunto de m restrições funcionais do tipo

$$\begin{cases} g_1(\mathbf{x}) = c_{1,1} \cdot x_1 + c_{1,2} \cdot x_2 + \dots + c_{1,n} \cdot x_n = b_1 \\ g_2(\mathbf{x}) = c_{2,1} \cdot x_1 + c_{2,2} \cdot x_2 + \dots + c_{2,n} \cdot x_n = b_2 \\ \vdots \\ g_m(\mathbf{x}) = c_{m,1} \cdot x_1 + c_{m,2} \cdot x_2 + \dots + c_{m,n} \cdot x_n = b_m \end{cases}, \quad (A3.2)$$

que podem ser de igualdade (i.e., do tipo $g(\mathbf{x}) = b$) ou de desigualdade (i.e., do tipo $g(\mathbf{x}) \leq b$ ou $g(\mathbf{x}) \geq b$).

- a restrições para o domínio das variáveis de decisão do tipo $\min_i \leq x_i \leq \max_i$, com $x_i \in \mathbb{R}$, para $i = 1, \dots, n$.

Neste modelo, as variáveis c_i , b_k e $c_{k,i}$ (para $i = 1, \dots, n$ e $k = 1, \dots, m$) são constantes de entrada, sendo denominadas parâmetros do modelo.

De uma forma mais resumida, pode-se dizer que um problema de programação linear (LP) consiste em seleccionar os valores de $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]$ tal que:

$$\text{Min (ou Max): } f(\mathbf{x}); \text{ Suj: } \begin{cases} g_1(\mathbf{x}) = b_1 \\ \vdots \\ g_r(\mathbf{x}) = b_r \\ g_{r+1}(\mathbf{x}) \leq b_{r+1} \\ \vdots \\ g_m(\mathbf{x}) \leq b_m \\ \mathbf{x} \in X \\ \mathbf{x} \in \mathbb{R} \end{cases} \quad (\text{A3.3})$$

em que $f(\mathbf{x})$ e $g_k(\mathbf{x})$ (para $k = 1, \dots, m$) são funções lineares, onde r das restrições funcionais são de igualdade, sendo as restantes $m - r$ de desigualdade.

A3.1.2 Propriedades

Qualquer problema de optimização que se possa modelizar da forma atrás descrita, consiste num problema de LP. Na resolução deste tipo de problemas, e no caso de existir um conjunto de soluções admissíveis, é possível garantir que seja encontrada uma solução e que essa solução corresponda ao óptimo global. De facto, basta que todas as funções de um modelo de optimização sejam convexas para se poder ter este tipo de certeza, obedecendo um problema de LP a esse requisito.

Note-se que uma qualquer função $f(x)$ é convexa desde que $\partial^2 f / \partial x^2 \geq 0$, sendo côncava se $\partial^2 f / \partial x^2 \leq 0$. Logo, uma função $f(x)$ do tipo linear é tanto côncava como convexa, uma vez que $\partial^2 f / \partial x^2 = 0$. Para exemplificar graficamente este tipo de propriedade das funções, apresentam-se as evoluções da Figura A3.1. Finalmente, uma qualquer função do tipo multi-variável $f(x_1, \dots, x_n)$ é convexa, desde que seja convexa para cada variável x em separado (ou côncava, desde que seja côncava para cada variável x em separado). Logo, daqui se conclui que todas as funções de um problema de LP podem ser consideradas como convexas.

Uma outra propriedade dos problemas de LP consiste na solução óptima corresponder a uma aresta do conjunto de soluções admissíveis.

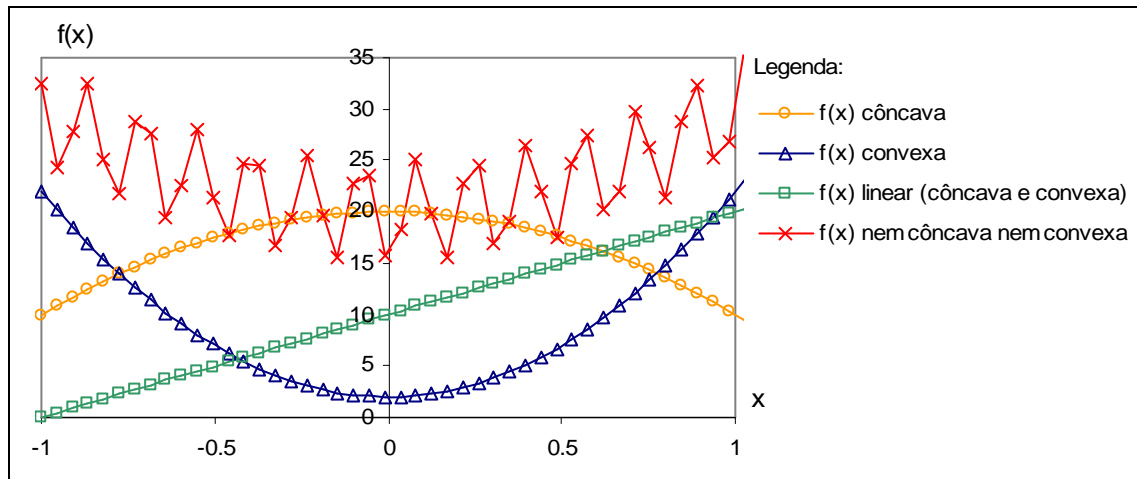


Figura A3.1 – Exemplo de função côncava/convexa

A3.1.3 Métodos de Resolução

Aproveitando as propriedades dos modelos de LP, a resolução deste tipo de problemas faz-se geralmente por aplicação do método Simplex (originalmente desenvolvido por George Dantzig em 1947), sendo este considerado como um método extremamente eficiente, uma vez que apenas percorre as arestas do conjunto de soluções admissíveis. Uma explicação matemática deste método pode ser encontrada em [85].

A3.2 MODELO DE PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR (NLP)

A3.2.1 Formulação Matemática

O modelo matemático de LP apresentado na secção A3.1 passa a ser de programação não linear (denominado, na literatura anglo-saxónica, *Nonlinear Programming* – NLP) se alguma das função que dependem de variáveis de decisão, nomeadamente $f(\mathbf{x})$ ou $g_k(\mathbf{x})$, deixar de ser linear. Como exemplo de funções não lineares refira-se as que efectuam a multiplicação ou

divisão entre variáveis de decisão, ou então as que incluem variáveis de decisão dentro de funções do tipo exponencial, logarítmica ou trigonométrica.

A3.2.2 Propriedades

Nestes casos, o problema deixa de poder ser resolvido pelo método *Simplex*, porque deixa de haver garantias de que a solução ótima corresponda a uma aresta do conjunto de soluções admissíveis, ou mesmo, de que esteja situada na fronteira desse conjunto.

Outra dificuldade introduzida por este tipo de problemas é a possibilidade de poder haver ótimos locais (i.e., soluções que são ótimas pelo menos na sua vizinhança mas que não correspondem ao ótimo global do problema), não sendo os algoritmos de resolução capazes de distinguir ótimos locais de globais.

Existem, no entanto, alguns casos particulares de problemas de NLP nos quais é possível garantir que a solução encontrada corresponde a um ótimo global, nomeadamente os que se descrevem a seguir:

- No caso do problema de NLP não ter restrições, e ser de minimização de uma função convexa, então o mínimo local corresponde ao ótimo global. De forma análoga, se o problema for de maximização de uma função côncava sem restrições, então o máximo local corresponde ao ótimo global.
- No caso do problema de NLP ter restrições, e ser de minimização de uma função convexa, então o mínimo local corresponde ao ótimo global desde que o conjunto de soluções admissíveis corresponda a um conjunto convexo (i.e., desde que, ao juntar quaisquer dois pontos do conjunto, a recta que une os dois pontos pertencer também ao conjunto), o que acontece desde que todas as restrições funcionais $g_k(x)$ sejam convexas. De forma análoga, se o problema for de maximização de uma função côncava com restrições, então o máximo local corresponde ao ótimo global desde que o conjunto de soluções admissíveis seja convexo.

Se o problema de NLP não obedecer a nenhum destes requisitos, então o mais provável é que tenha vários óptimos locais, não sendo os algoritmos de resolução deste tipo de problemas capazes de identificar se a solução encontrada corresponde a um óptimo local ou global. Nestes casos, uma estratégia frequentemente utilizada para tentar obter o óptimo global consiste em realizar um procedimento designado, nos pacotes de software, *multistart*. Este procedimento consiste em seleccionar a melhor solução de entre um conjunto de soluções obtidas através da consideração de diferentes condições iniciais para as variáveis de decisão (as quais são geralmente definidas de forma aleatória).

A3.2.3 Métodos de Resolução

Existe uma grande variedade de métodos próprios para a resolução de problemas de NLP, tais como os que se descrevem em [85]. No entanto, dada a grande variedade de problemas de programação não linear que pode existir, não é possível identificar um método como sendo o melhor para a resolução de todos os problemas. Nestes métodos, os procedimentos de busca da solução óptima baseiam-se geralmente no cálculo do gradiente (denominados, na literatura anglo-saxónica, *Gradient Search Procedures*), i.e. no cálculo do vector que contém as derivadas parciais da função a otimizar $f(\mathbf{x})$ em relação a cada variável de decisão do vector $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]$, para cada ponto \mathbf{x}' do hiper-espaço das variáveis de decisão:

$$\nabla f(\mathbf{x}') = \left[\frac{\partial f}{\partial x_1}, \frac{\partial f}{\partial x_2}, \dots, \frac{\partial f}{\partial x_n} \right], \text{ para } \mathbf{x} = \mathbf{x}' \quad (\text{A3.4})$$

Estes procedimentos têm como ideia base obter, através de um processo iterativo, uma sequência de soluções viáveis, seguindo uma trajectória no hiper-espaço das variáveis de decisão que termine na solução óptima do problema (i.e., no ponto máximo/mínimo da hiper-superfície da função objectivo $f(\mathbf{x})$ a maximizar/minimizar).

Supondo que se pretende maximizar $f(\mathbf{x})$, parte-se do princípio que a taxa de aumento de $f(\mathbf{x})$ é máxima se a variação (infinitesimal) de \mathbf{x} for dada na direcção do gradiente. Assim, cada iteração do processo de busca da solução óptima consiste em dar um passo, no hiper-espaço das variáveis de decisão, segundo a direcção do gradiente. O processo iterativo termina

com sucesso quando estiverem satisfeitas todas as condições que garantam que a solução encontrada seja óptima (local ou global).

Tal como se descreve em [85], uma boa forma para se perceber este procedimento consiste em fazer uma analogia com o objectivo de uma pessoa tentar chegar ao cimo de um monte, sendo que, em cada local em que esta se encontra, não o consegue ver. Assim, em cada iteração, a pessoa sobe sempre em linha recta e segundo a direcção mais inclinada em relação ao ponto onde se encontra, até que o monte deixe de subir nessa direcção. Aí, o processo repete-se, subindo outra vez em linha recta segundo uma nova direcção mais inclinada, até que chega a um ponto onde não será possível subir em nenhuma direcção, pelo que essa pessoa conclui que atingiu o cimo do monte.

Na formulação matemática mais elementar de aplicação deste tipo de procedimentos, estando o algoritmo num ponto \mathbf{x}' e supondo que se pretende maximizar $f(\mathbf{x})$, a nova solução \mathbf{x}'' será encontrada fazendo-se:

$$\mathbf{x}'' = \mathbf{x}' + \nabla f(\mathbf{x}') \cdot \alpha, \quad (A3.5)$$

Neste processo, α corresponde ao passo do gradiente, cujo valor pode ou não variar entre iterações. Por exemplo, em algumas variantes, em cada iteração é escolhido o valor de $\alpha > 0$ que maximize $f(\mathbf{x}'')$ e que não viole as restrições do problema. Note-se que, no caso de se pretender minimizar $f(\mathbf{x})$, deverá ser escolhido o valor de $\alpha > 0$ que minimize:

$$f(\mathbf{x}''), \text{ com } \mathbf{x}'' = \mathbf{x}' - \nabla f(\mathbf{x}') \cdot \alpha \quad (A3.6)$$

O processo terminará com sucesso quando for encontrado um óptimo (local ou global) para a função $f(\mathbf{x})$, i.e. quando forem satisfeitas uma série de condições designadas de Karush-Kuhn-Tucker (KKT), as quais se encontram devidamente descritas em [85]. Se, para além da solução encontrada verificar as condições de KKT, todas as restrições funcionais do modelo forem convexas e a função objectivo for côncava, será possível garantir que a solução encontrada corresponde a um máximo global (ou mínimo global, no caso do objectivo ser o de minimizar uma função convexa e se todas as restrições funcionais forem convexas).

Um requisito para o correcto funcionamento dos métodos de optimização que se baseiam no cálculo do gradiente, consiste em o modelo conter apenas funções de variação suave, ou seja, funções cuja derivada em relação a cada variável de decisão corresponda a uma função contínua (i.e., funções cujo valor da derivada não sofra variações bruscas em nenhum ponto).

Como exemplos de funções de variação não suave refira-se a função módulo (que é contínua mas não suave), ou funções descontínuas como as do tipo *If - Then - Else*, as funções máximo e mínimo, e ainda os operadores Booleanos (como *AND*, *OR* ou *NOT*). Tomando como exemplo a função de módulo, $|x|$, facilmente se percebe que esta função tem uma variação não suave no ponto $x = 0$, uma vez que corresponde a um ponto em que a derivada da função passa de -1 a 1 .

No caso de o modelo conter funções de variação não suave, nos pontos em que a função derivada sofre discontinuidades, o cálculo do gradiente pode ficar sujeito a erros elevados, pelo que, nestas situações os métodos de optimização podem perder a capacidade de calcular correctamente a próxima direcção a tomar. Note-se, no entanto, que só ocorrerá este tipo de problema numérico no caso de o algoritmo cair numa dessas discontinuidades.

A3.3 MODELO DE PROGRAMAÇÃO COM INTEIROS (IP)

A3.3.1 Formulação Matemática

Um modelo de optimização de LP ou NLP, tal como se descreve na secção A3.1 e A3.2 respectivamente, torna-se de programação com inteiros se algumas das variáveis de decisão tiver como restrição pertencer ao domínio dos números inteiros. Na literatura anglo-saxónica, este tipo de problema denomina-se *Integer Programming* (IP).

A3.3.2 Métodos de Resolução e Propriedades

Comparando com um problema de LP, a introdução de uma restrição de inteiros corresponde à inclusão de descontinuidades no modelo, tornando-o portanto não convexo e, como consequência, mais difícil de resolver. Isto porque deixa de existir a garantia de que a solução óptima corresponda a uma aresta do conjunto de soluções admissíveis, sendo nesta garantia que se baseia a grande eficiência do método *Simplex*.

Uma opção para resolver um problema de programação linear com restrição de inteiros, seria percorrer todas as soluções admissíveis do problema. No entanto, facilmente se compreende que, com o aumento do número de variáveis de decisão do tipo inteiro, a resolução do problema tornar-se-ia rapidamente inviável em termos de esforço computacional (pois, tal como é referido na literatura, a dificuldade de resolução do problema cresceria de forma exponencial).

A3.3.2.1 Método de Branch-and-Bound (B&B)

Uma outra forma de resolver o problema, e que permite chegar à solução óptima, desde que o problema seja linear, consiste na aplicação de algoritmos que se baseiam-se na técnica de *Branch-and-Bound* (B&B), cujos primeiros desenvolvimentos ocorreram entre 1960 e 1970. Os produtos de *software* actualmente disponíveis para resolver problemas de IP, baseiam-se geralmente na técnica de B&B.

Segundo esta técnica, apenas uma pequena fracção do conjunto de soluções admissíveis precisa de ser examinado, baseando-se a procura da solução no sucessivo crescimento de uma estrutura em árvore binária.

Inicialmente, o algoritmo resolve todo o problema sem restrições de inteiros (i.e., o problema “relaxado”), através de um método de optimização linear ou não linear de acordo com as propriedades do modelo. Se a solução encontrada não violar as restrições de inteiros, então o algoritmo termina com sucesso. Caso contrário, o resultado encontrado será considerado como um valor inicial para o melhor resultado de optimização que se conseguirá alcançar (processo de *Bound*).

Daqui, o algoritmo inicia o processo de crescimento de uma árvore binária, através da divisão do problema do nó em análise em dois novos sub-problemas, recorrendo para isso à separação do domínio de uma das variáveis de decisão do tipo inteiro em dois sub-domínios mutuamente exclusivos (processo de *Branching*). Em cada um dos dois nós resultantes da divisão, o problema de optimização é resolvido sem restrições de inteiros, de onde se obtém um novo limite para o melhor resultado de optimização conseguido. A seguir, com base nos resultados de optimização até então obtidos, são aplicados testes para se decidir se cada um dos novos sub-problemas deverá continuar a ser analisado, ou, se pelo contrário, deverá ser rejeitado (i.e., se o processo de divisão do nó deverá continuar ou parar).

O processo termina quando não existirem mais sub-problemas para analisar. Para a obtenção de uma explicação detalhada sobre o método de *Branch-and-Bound* sugere-se a consulta de [85].

A3.3.2.2 Resolução do Problema “Relaxado”

No caso do processo de optimização se tornar muito demorado através da aplicação de algoritmos de *Branch-and-Bound*, uma alternativa para encarar o problema passa por, simplesmente, resolver o problema sem as restrições de números inteiros (i.e., resolver o problema “relaxado”) e no final arredondar as variáveis de decisão para o número inteiro mais próximo. Este tipo de procedimento será mais adequado se as variáveis do tipo inteiro tiverem valores elevados, uma vez que os erros de arredondamento serão menores. Apesar de se ultrapassar o problema de esforço computacional, a resolução do problema “relaxado” tem como limitações poder criar o seguinte tipo de situações:

- a solução arredondada poderá deixar de ser viável;
- no caso do problema “relaxado” ser de LP, deixam de existir garantias que a solução encontrada corresponda ao óptimo global do problema IP, podendo mesmo ficar longe do óptimo global.

A3.4 MODELO DE PROGRAMAÇÃO POR METAS (GP)

O modelo de programação por metas (denominado, na literatura anglo-saxónica, *Goal Programming* - GP) consiste num tipo especial de formulação para resolver problemas de optimização do tipo multi-objectivo (i.e., com várias funções objectivo a otimizar).

Uma abordagem usual de resolução deste tipo de problemas consiste em escolher uma solução, de entre um conjunto de soluções eficientes ou não dominadas (i.e., conjunto de soluções para as quais não existe nenhuma outra solução que seja melhor para todas as funções a otimizar), de acordo com algum critério que defina a importância relativa entre as funções a otimizar. Seguindo esta abordagem, o modelo de programação por metas (GP) tem, como ideia principal, estabelecer metas para as funções a otimizar, sendo a solução preferida aquela que minimizar os desvios em relação às metas. Exemplificando, suponha-se que se pretende resolver o seguinte problema:

$$\text{Max: } f_1(\mathbf{x}) \text{ e Max: } f_2(\mathbf{x}); \text{ Suj: } \begin{cases} g(\mathbf{x}) \leq b \\ \mathbf{x} \in X \end{cases} \quad (\text{A3.7})$$

Seguindo o modelo de GP, definem-se metas para as funções objectivo, nomeadamente $f_1(\mathbf{x}) = m_1$ e $f_2(\mathbf{x}) = m_2$, e assim a formulação do problema passa a ser do seguinte tipo:

$$\text{Min: } F(d_1^+, d_1^-, d_2^+, d_2^-); \text{ Suj: } \begin{cases} g(\mathbf{x}) \leq b \\ \mathbf{x} \in X \end{cases} \text{ e } \begin{cases} f_1(\mathbf{x}) - d_1^+ + d_1^- = m_1 \\ f_2(\mathbf{x}) - d_2^+ + d_2^- = m_2 \\ d_1^+ \geq 0, d_1^- \geq 0, d_2^+ \geq 0 \text{ e } d_2^- \geq 0 \end{cases} \quad (\text{A3.8})$$

onde d_i^+ e d_i^- são novas variáveis de decisão que modelizam os desvios por excesso e por defeito da solução da função $f_i(\mathbf{x})$ em relação à meta estabelecida m_i .

Note-se que, se o objectivo for obter:

- $f_i(\mathbf{x}) \leq m_i$, então bastará minimizar d_i^+ ;
- $f_i(\mathbf{x}) \geq m_i$, então bastará minimizar d_i^- ;
- $f_i(\mathbf{x}) = m_i$, então interessará minimizar d_i^+ e d_i^- .

A minimização dos desvios pode ser feita de diversas formas, nomeadamente pelas que se descrevem a seguir:

- Considera-se uma função objectivo do tipo numérica, como a que se descreve na equação (A3.9) para c funções a otimizar. Nesta função, podem ser ainda introduzidos diferentes pesos de importância entre os desvios a minimizar. No caso de $p = 1$ fica-se perante uma função objectivo linear. Se $p > 1$, a função objectivo passa a ser não linear.

$$F = \left[\sum_{i=1}^c (d_i^+ + d_i^-)^p \right]^{1/p}, p \geq 1 \quad (\text{A3.9})$$

- Considera-se uma função objectivo do tipo ordinal, como a que se descreve na equação (A3.10) para c funções a otimizar, onde se estabelecem indicadores ordinais de importância $P_1 \dots P_c$ entre os desvios a minimizar. Neste caso, o problema resolve-se de forma sucessiva, onde primeiro se minimizam os desvios de prioridade 1 (identificados por P_1), depois os de prioridade 2 (identificados por P_2) após terem sido acrescentadas novas restrições, para garantir que os desvios de prioridade 1 anteriormente minimizados não aumentam, e assim sucessivamente. Dentro da mesma prioridade, podem ser ainda introduzidos diferentes pesos numéricos de importância entre os desvios a minimizar.

$$F = P_1(d_1^+ + d_1^-) + \dots + P_c(d_c^+ + d_c^-) \quad (\text{A3.10})$$

Para exemplificar o que foi descrito sobre a formulação de problemas de GP, considere-se o problema de optimização que se apresenta na Tabela A3.1. Neste problema, o conjunto de soluções eficientes corresponde à recta A-B, devendo por isso a solução final ser retirada de um ponto dessa recta, de acordo com algum critério que defina a importância relativa entre a optimização de $f_1(\mathbf{x})$ e $f_2(\mathbf{x})$.

Tabela A3.1 – Exemplo de um problema de optimização

Formulação do problema	Visualização no espaço de decisão
<p>Max $f_1(\mathbf{x}) = x_1$ e Max $f_2(\mathbf{x}) = x_2$</p> <p>Suj: $\begin{cases} g(\mathbf{x}) = x_1 + x_2 \leq 25 \\ 0 \leq x_1 \leq 15 \\ 0 \leq x_2 \leq 20 \end{cases}$</p>	

Por exemplo, se definirmos uma meta de 12 e 17, para $f_1(\mathbf{x})$ e $f_2(\mathbf{x})$ respectivamente, a formulação do problema passa a ser feita da seguinte forma:

$$\text{Min } F(d_1^-, d_2^-); \text{ Suj: } \begin{cases} g(\mathbf{x}) = x_1 + x_2 \leq 25 \\ 0 \leq x_1 \leq 15 \\ 0 \leq x_2 \leq 20 \end{cases} \quad \text{e} \quad \begin{cases} x_1 - d_1^+ + d_1^- = 12 \\ x_2 - d_2^+ + d_2^- = 17 \\ d_i^+ \geq 0, d_i^- \geq 0; i = 1, 2 \end{cases} \quad (A3.11)$$

Ao se considerar que $F = P_1(d_1^-) + P_2(d_2^-)$, a solução preferida resultará no ponto E. Isto porque, primeiro será minimizado d_1^- , o que restringe o conjunto de soluções admissíveis à área que está delimitada pelos pontos B-C-D-E. A seguir, a minimização de d_2^- resultará na escolha do ponto E.

Se, por outro lado, se considerar $F = P_1(d_2^-) + P_2(d_1^-)$, seguindo o mesmo tipo de raciocínio, a solução preferida resultaria no ponto F. Outra hipótese seria optar por uma função objectivo do tipo numérica, como por exemplo $F = d_1^- + 2.d_2^-$ de onde resultaria, neste caso, o ponto F como a solução preferida (por a minimização de d_2^- ser duas vezes mais importante do que a minimização de d_1^-).

Para finalizar, note-se que esta formulação poderá também ser utilizada para relaxar a verificação de algumas das restrições de um modelo de optimização, passando a região de aceitação destas restrições a ser interpretada como uma meta cujos desvios em relação à solução se pretendem minimizar. Isto possibilita, por exemplo, que, em problemas cujo domínio de soluções admissíveis é o conjunto vazio, seja pelo menos encontrada uma solução que minimize a violação das restrições. Uma explicação matemática deste tipo de formulação, para resolução de problemas de programação linear, pode ser encontrada em [85].

Anexo 4:

MÉTODOS DE OPTIMIZAÇÃO UTILIZADOS

A4.1 MÉTODO SIMPLEX

Na resolução dos modelos de programação linear (LP) desenvolvidos neste trabalho, foi utilizado o método *Simplex* implementado por John Watson e Daniel Fylstra, da *Frontline Systems Inc*, que se encontra disponível no *Microsoft Excel* (Office 2002 SP2). Uma descrição deste algoritmo, pode ser encontrada em [77] e [87].

Tal como se explica no Anexo 3, os algoritmos que se baseiam no método *Simplex* garantem que, no caso de existir um conjunto de soluções viáveis, é encontrada uma solução e que essa solução corresponde ao óptimo global. Esta garantia é válida desde que o modelo matemático corresponda exactamente a um problema de programação linear, não sendo introduzidas, por exemplo, funções descontínuas que tornem o problema como não convexo.

A4.2 MÉTODO GENERALIZED REDUCED GRADIENT (GRG)

Para a resolução dos modelos de programação não linear (NLP) implementados neste trabalho, foi utilizado um algoritmo que se baseia em técnicas de gradiente, denominado GRG2 (*Generalized Reduced Gradient 2*), que se disponibiliza no *Microsoft Excel* (Office 2002 SP2). Este algoritmo foi desenvolvido por Leon Lasdon, da Universidade do Texas em Austin, e Allan Waren, da *Cleveland State University*, consistindo numa extensão do método *Simplex* para resolução de problemas não lineares. Uma descrição do algoritmo GRG2 utilizado pode ser encontrada em [77][78][79]. Na prática, existem muitos algoritmos baseados no método GRG (*Generalized Reduced Gradient*), podendo-se em [88][89][90] encontrar uma descrição dos conceitos de base deste método.

Tal como se explica no Anexo 3, baseando-se o algoritmo GRG2 no cálculo do gradiente, este apenas garante que seja encontrado um óptimo local, e isto, desde que a trajectória seguida no domínio de decisão não passe por nenhum ponto de descontinuidade das funções contidas no vector de gradiente e na ausência de qualquer outro tipo de problema numérico. Na ocorrência de problemas numéricos, o algoritmo GRG2, ou qualquer outro método que se baseie no cálculo do gradiente, poderá fornecer uma solução que seja apenas viável (não correspondendo por isso a um óptimo local ou global), podendo mesmo falhar em encontrar uma solução viável quando esta existe. No entanto, segundo os autores, este algoritmo é robusto quando comparado com outros métodos de optimização não linear, em situações em que os requisitos atrás referidos não são garantidos.

Para uma correcta interpretação dos resultados obtidos a partir do algoritmo GRG2 utilizado, é importante ter-se conhecimento de que o processo iterativo termina mediante uma das seguintes situações:

- com sucesso, por ter encontrado uma solução óptima (a qual poderá ser local ou global), sendo esta identificada pela verificação das condições de Karush-Kuhn-Tucker tal como se descreve no Anexo 3;
- com uma solução que é apenas viável, por o algoritmo ter terminado de forma antecipada devido à ocorrência de alguma das seguintes situações:
 - por a variação relativa do valor da função objectivo não ter ultrapassado um valor de tolerância (10^{-4} por omissão) durante várias iterações seguidas (5 iterações por omissão);
 - por se ter atingido um valor limite de tempo de cálculo;
 - por se ter atingido um valor limite para o nº de iterações;
- sem sucesso, por não ter conseguido encontrar nenhuma solução viável (por exemplo, por se detectar que a função objectivo não está devidamente limitada, por perda de convergência, por o algoritmo ter terminado de forma antecipada, ou por o domínio de soluções admissíveis corresponder a um conjunto vazio).

Como medidas correctivas, sugeridas pelos autores do algoritmo, para tentar obter uma solução no caso do algoritmo ter terminado sem sucesso, incluem-se as seguintes:

- evitar problemas de escala entre as variáveis de decisão e entre termos da função objectivo;
- aumentar a tolerância na verificação de restrições (10^{-6} por omissão, 10^{-4} como valor recomendado para problemas não lineares, 10^{-2} como máximo aceitável);
- diminuir a tolerância de convergência do problema (já referido atrás como tendo um valor de 10^{-4} por omissão), para evitar que o algoritmo termine de forma antecipada;
- tentar outros pontos de partida;
- tentar partir de pontos próximos da solução final esperada.

A4.3 MÉTODO BRANCH-AND-BOUND (B&B)

Para a resolução de modelos de programação com inteiros (IP), utilizou-se um algoritmo implementado por John Watson e Daniel Fylstra, que se encontra disponível no *Microsoft Excel* (Office 2002 SP2). Este algoritmo recorre à técnica de *Branch-and-Bound* (B&B) em conjunto com o método *Simplex*, no caso do problema sem as restrições de inteiros ser linear, e em conjunto com o algoritmo GRG2, nos restantes casos. No Anexo 3, é feita uma descrição genérica sobre a técnica de B&B. Uma explicação sobre o algoritmo de B&B utilizado pode ser encontrada em [77].

Tal como se descreve em [77], no caso de se poder aplicar o método *Simplex*, o algoritmo de B&B é capaz de detectar se existe alguma solução viável e, no caso de esta existir, fornecer o óptimo global do problema com inteiros. No entanto, no caso do problema ser não linear, ao procurar uma solução para o problema de IP através do algoritmo GRG2 (ou através de qualquer outro algoritmo que se baseie no cálculo do gradiente), o algoritmo não distingue se foi atingido um óptimo local ou global, podendo fornecer uma solução que seja apenas viável ou podendo mesmo falhar em encontrar uma solução viável quando esta existe.

A4.4 OPÇÕES DISPONIBILIZADAS PELO SOFTWARE UTILIZADO

Por omissão, o software utilizado (algoritmos de optimização que se disponibilizam no *Microsoft Excel* (Office 2002 SP2)) assume que o modelo é não linear, recorrendo, por isso, ao algoritmo GRG2 para resolver o problema. Como opção, o utilizador pode definir à partida que o modelo é linear, sendo então aplicado o método *Simplex*. Neste caso, o software realiza um teste para verificar se o modelo é realmente linear, em que se as condições de linearidade não forem satisfeitas o processo termina sem sucesso. Aqui, os autores do software chamam a atenção para a situação do teste de verificação da linearidade do modelo poder falhar no caso de ser aplicado a modelos lineares que tenham problemas de escala.

No caso de serem introduzidas variáveis de decisão do tipo inteiro, o software recorre, por omissão, ao algoritmo de B&B em conjunto com o algoritmo GRG2. Recorre ao algoritmo de B&B em conjunto com o método *Simplex*, apenas no caso de o utilizador definir que o problema é do tipo linear e se houver sucesso por parte do teste de linearidade que é realizado.

Em qualquer dos algoritmos utilizados, é possível impor um limite máximo para o tempo de cálculo (100 s por omissão) e para o número de iterações do processo (100 por omissão). Para todos os métodos, é possível ainda definir a tolerância para a verificação das restrições (10^{-6} por omissão).

No trabalho desenvolvido, todos os algoritmos foram utilizados com os valores que estão definidos por omissão para as opções de utilização. Efectivamente, foram feitas algumas experiências com alteração de alguns desses valores, nomeadamente de acordo com as sugestões fornecidas pelos fabricantes e que se descrevem no fim da secção A4.2, de onde não se evidenciou nenhum tipo de melhoria relevante para a qualidade dos resultados obtidos.

A4.5 CARACTERÍSTICAS DE DESEMPENHO COMPUTACIONAL

Um sistema eléctrico interligado pode ter um elevado número de elementos, pelo que se torna importante identificar as limitações dos algoritmos utilizados, quer em termos de dimensão do problema quer em termos de tempos de cálculo. Esta informação apresenta-se na Tabela A4.1, de acordo com as características obtida de [77] e [87], no qual os algoritmos utilizados se incluem no produto denominado versão standard da *Microsoft*. Nesta tabela, o produto utilizado é comparado com outras versões melhoradas e comercializadas pela *Frontline Systems Inc.* (também para instalação no *Excel*), sendo denominadas *Premium Solver* e *Premium Solver Platform*.

Segundo a informação disponibilizada pela *Frontline Systems Inc.*, os produtos melhorados têm a vantagem de permitir um considerável aumento da dimensão do problema e, em muitas situações, com diminuição dos tempos de cálculo. Estes produtos permitem ainda aplicar muitas outras funcionalidades de optimização (não referidas na tabela) tais como a capacidade de lidar com funções de variação não suave, testes que determinam se o problema é ou não convexo, ou métodos que tentam chegar ao óptimo global para problemas não lineares. A *Frontline Systems Inc* comercializa ainda uma outra plataforma, denominada *Solver Platform SDK*, desenvolvida para ser capaz de resolver qualquer tipo de problema de optimização e de qualquer dimensão, através de aplicações em Visual Basic, C/C++, VB.NET, C#, Java e Matlab. Mais informações sobre estes produtos da *Frontline Systems Inc* podem ser encontradas em [77] e [87].

Tabela A4.1 – Comparação de desempenho computacional entre produtos de optimização disponibilizados pela Frontline Systems Inc.

Funcionalidades e Desempenho	Versão standard da Microsoft	Premium Solver	Premium Solver Platform
Métodos:			
<i>Simplex</i>	Modelo standard	Modelo melhorado	Extensão do método de modo a ser também capaz de resolver problemas de programação quadráticos (i.e., do tipo linear mas com função objectivo do tipo quadrática).
GRG	Sim	Sim	Sim (mais rápido)
Método para resolução de problemas de IP	Sim	Sim (mais rápido)	Sim (mais rápido)
Dimensão do problema:			
Nº variáveis x Nº de restrições em problemas de PL	200 x 200 + os limites de x	2000 x 1000 + os limites de x	8000 x 8000 + os limites de x
Nº variáveis x Nº de restrições em problemas de NLP	200 x 100	400 x 200	500 x 250
Nº de variáveis com restrição de inteiros	200	1000	2000
Velocidade (valores aproximados):			
Preparação do problema	1x	1-50x	2-100x
Problemas de LP	1x	3x	20x
Problemas de NLP	1x	1x	7-15x
Problemas de IP	1x	10-20x	10-200x