



Universidade do Porto

Faculdade de Engenharia

FEUP

IDENTIFICAÇÃO DE CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO EM MODO ISOLADO E
PROCEDIMENTOS DE CONTROLO DE EMERGÊNCIA PARA MULTI-MICRO-REDES

Nuno José de Abreu e Sousa Cabete Gil

Mestre em Engenharia Electrotécnica

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

Doutor João Abel Peças Lopes

Professor Catedrático

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Porto, Dezembro de 2009

Agradecimentos

Teria sido impossível concretizar este trabalho sem o contributo de um conjunto de pessoas.

Uma primeira palavra é dirigida ao meu Orientador, Professor Doutor João Abel Peças Lopes. Com os conhecimentos técnico-científicos que me foi transmitindo, os seus conselhos e o dedicado acompanhamento dos trabalhos que realizei, nunca me deixou perder o rumo. O seu entusiasmo contagiante e o optimismo inesgotável foram sempre motivantes e contribuíram de modo decisivo para o sucesso deste projecto. A ele dirijo os meus sentidos agradecimentos.

Gostaria também de agradecer aos meus colegas da Unidade de Energia do INESC Porto, em especial àqueles que foram meus companheiros de gabinete por tanto tempo, Ângelo Mendonça e Rogério Almeida, e aos colegas de projecto, André Madureira, Carlos Moreira e Fernanda Resende. Com eles muito aprendi e todos contribuíram com algo para esta Tese. Não poderia também deixar de agradecer ao meu “companheiro de viagem”, Pedro Marques, principalmente por todo o apoio que senti na recta final deste trabalho.

Os meus colegas da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria merecem também uma palavra de apreço. Foram sempre procurando motivar-me e ajudar-me em tudo o que puderam para que este trabalho chegasse a bom porto.

Queria também agradecer a toda a minha família por todo o apoio e paciência ao longo destes quatro anos. Sem eles, este trabalho não teria sido possível. Principalmente, tenho de agradecer à Cristina. Acompanhou-me incondicionalmente durante este tempo e, por causa de todo este trabalho, teve, por vezes, um pouco menos de atenção do que aquela que merecia.

Agradeço ao Instituto Politécnico de Leiria por me ter sido concedida a dispensa de serviço que possibilitou a realização desta Tese nas melhores condições.

Agradeço ainda ao INESC Porto, instituição que me acolheu e que sempre me disponibilizou todos os meios para levar a bom termo a execução dos trabalhos que esta Tese envolveu.

Por fim, agradeço à FCT – Fundação para a Ciência e Tecnologia, pela Bolsa de Doutoramento que me concedeu (Bolsa de Investigação SFRH/BD/38194/2007, financiada pelo POS_C - Desenvolver Competências - Medida 1.2).

Resumo

Nesta dissertação é apresentado um conjunto de propostas para permitir a gestão técnica integrada de redes de distribuição com várias micro-redes, em conjunto com unidades de produção distribuída, cargas controláveis e dispositivos distribuídos de armazenamento. Para este efeito, admitiu-se que cada rede de média tensão com estas características tem associada uma camada de gestão e controlo, considerando-se ainda a existência de um sistema avançado de comunicações. A todo este conjunto chama-se **Multi-Micro-Rede**.

Esta nova camada constitui um dos níveis hierárquicos pelos quais se distribui o sistema de gestão e controlo coordenado aqui proposto, ficando localizada num nível intermédio entre o DMS (*Distribution Management System*) e as micro-redes, geridas individualmente pelos MGCC (*MicroGrid Central Controller*). O CAMC (*Central Autonomous Management Controller*) é o elemento físico no qual é efectivamente implementado o sistema de controlo, pelo que, nesta Tese, é apresentada a metodologia a ser adoptada para assegurar a correcta gestão da Multi-Micro-Rede. A coordenação das contribuições dos diversos elementos de cada nível hierárquico é essencial para aproveitar ao máximo o potencial da produção distribuída sem colocar em causa as condições técnicas de operação da rede.

Os objectivos deste trabalho centraram-se principalmente no comportamento dinâmico da Multi-Micro-Rede, procurando abordar questões associadas ao controlo de frequência e à implementação de funções de emergência relacionadas com a operação em modo isolado e a transição para este modo de funcionamento, assim como a eventual reposição de serviço. Este tipo de funções permite obter um conjunto de benefícios que se traduzem, para os consumidores, numa melhoria da qualidade de serviço prestada, assim como numa redução dos tempos de reposição de serviço.

Constata-se, com o trabalho aqui apresentado, que é efectivamente possível operar uma Multi-Micro-Rede em modo isolado, incluindo a fase de transição para este modo de funcionamento. Adicionalmente, a implementação de um sistema de análise de segurança dinâmica baseado na utilização de técnicas de aprendizagem automática permite prever o comportamento da Multi-Micro-Rede no caso de uma transição intempestiva para funcionamento em rede isolada. É assim possível determinar com antecedência as acções a tomar para preparar o sistema para esta eventualidade ou, em alternativa, as acções a tomar para minimizar as suas consequências. No caso de ocorrer uma falha grave na rede a montante e a transição para rede isolada não ser conseguida, desencadeando-se o colapso da Multi-Micro-Rede, mostra-se que é possível proceder à reposição de serviço autonomamente, sem esperar pelo auxílio da rede a montante.

Todos os estudos efectuados basearam-se em simulações de comportamento dinâmico realizadas numa plataforma de simulação modular especialmente desenvolvida e adaptada para este efeito.

Abstract

This thesis presents a set of proposals for the coordinated technical management of distribution networks with several MicroGrids, distributed generation units, controllable loads and distributed storage devices. In order to accomplish this, it was assumed that the medium voltage network would have an intermediate management and control layer coupled together with an advanced communications system. This configuration is called a **Multi-MicroGrid**.

This new layer is one of the hierarchical levels occupied by the proposed coordinated management and control system. It is located at an intermediate level between the DMS (Distribution Management System) and MicroGrids, each individually managed by one MGCC (MicroGrid Central Controller). The CAMC (Central Autonomous Management Controller) is the actual physical element in which the control system is implemented; therefore, this Thesis presents the methodology that should be adopted in order to ensure the correct management of the Multi-MicroGrid. The coordination of contributions from the different elements on each hierarchical level is essential to reap the most benefits from the distributed generation potential, without ever jeopardizing the network's technical operating conditions.

The objective of this work focused mainly on the dynamic behaviour of the Multi-MicroGrid and tried to address questions regarding frequency control and the implementation of emergency functions: islanding, operation in islanded mode and, eventually, service restoration (black start). This kind of emergency functions allows the consumers to obtain a range of benefits: improvements on power quality, reduction of interruption times and reduction of service restoration times.

The work presented in this thesis shows that it is indeed possible to operate a Multi-MicroGrid in islanded mode, including during the transition phase (unplanned islanding). Moreover, the implemented dynamic security assessment system based on the use of automatic learning techniques allows predicting the behaviour of the Multi-MicroGrid in case of unplanned islanding. It is thus possible to determine in advance the preventive actions to take in order to prepare the system for this event or the curative actions needed to minimize its consequences. In case of a severe upstream network fault with a simultaneous failure to perform the transition to islanded mode, the Multi-MicroGrid will collapse. However, it is shown that it is possible to proceed with the service restoration procedures autonomously, without having to wait for the support from the upstream network.

All the practical research was based on dynamic behaviour simulations performed in a modular simulation platform specially developed and adapted for this purpose.

Résumé

Cette thèse présente un ensemble de propositions afin de permettre une gestion technique intégrée de réseaux de distribution qui incluent plusieurs micro-réseaux, ainsi que des unités de production distribué, des charges contrôlables et des dispositifs distribués de stockage. Pour atteindre cet objectif, il est admis qu'à chaque réseau de moyenne tension avec ces caractéristiques, il est associé un niveau de gestion et de contrôle, tout en considérant l'existence d'un système avancé de communication. Cet ensemble est appelé **Multi-Micro-Réseau**.

Ce nouvel ensemble qui est l'un des niveaux hiérarchiques par lesquelles est distribué le système de gestion et de contrôle coordonné ici proposé, est situé à un niveau intermédiaire entre le DMS (*Distribution Management System*) et les micro-réseaux, gérés individuellement par les MGCC (*MicroGrid Central Controller*). Le CAMC (*Central Autonomous Management Controller*) est l'élément physique sur lequel est effectivement implémenté le système de contrôle dont la méthodologie adoptée afin d'assurer une gestion correcte du Multi-Micro-Réseau sera présenté dans cette thèse. La coordination des contributions des différents éléments de chaque niveau hiérarchique est essentielle afin de bénéficier au maximum du potentiel de la production distribuée sans mettre en cause les conditions techniques du fonctionnement du réseau.

Cette recherche s'est principalement concentré sur le comportement dynamique du Multi-Micro-Réseau, dans le but d'aborder des questions qui sont en rapport avec le contrôle de fréquence et l'implémentation de fonctionnalités en cas de danger associées à l'opération en mode isolé ainsi que sur la transition pour ce type de fonctionnement et, éventuellement, le rétablissement de service. Ce type de fonctions permet d'obtenir un ensemble de bénéfices qui se traduisent, pour les consommateurs, en une amélioration de la qualité du service fourni, ainsi qu'en une réduction des temps de rétablissement de service.

Grace à cette recherche, il est démontré qu'il est effectivement possible d'implémenter un Multi-Micro-Réseau qui travail en mode isolé tout en incluant la phase de transition dans ce mode de fonctionnement. De plus, l'implémentation d'un système d'analyse de sécurité dynamique basée sur l'utilisation de techniques d'apprentissage automatique permet de prévoir le comportement du Multi-Micro-Réseau en cas de transition intempestive pour un fonctionnement en réseau isolé. Il est ainsi possible de déterminer par avance les mesures à prendre afin de préparer le système à cette éventualité ou bien encore les mesures à prendre afin de minimiser les conséquences. Dans le cas ou il survienne une faille grave en amont du réseau et que la transition pour le réseau isolé ne puisse fonctionner, ce qui déclencherait un collapse du Multi-Micro-Réseau, il est démontré qu'il est possible de procéder au rétablissement de service de manière autonome, sans l'aide du réseau en amont.

Toutes les études/recherches réalisées reposent sur des simulations de comportement dynamique effectuées à partir d'un système de simulation modulaire spécialement développé et adapté pour cet effet.

Índice

Lista de Figuras	xvii
Lista de Tabelas	xxi
Lista de Abreviaturas	xxv
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Considerações Gerais	1
1.2 Objectivos da Dissertação	3
1.3 Estrutura da Dissertação	5
Capítulo 2 – Produção Distribuída em Redes MT	7
2.1 Introdução	7
2.2 Evolução da Produção Distribuída	9
2.2.1 Conceitos	9
2.2.2 Factores de Mudança	12
2.3 Questões Técnicas	16
2.3.1 Perfis de Tensão	17
2.3.2 Correntes de Curto-Circuito	20
2.3.3 Sistemas de Protecção	21
2.3.4 Qualidade da Onda de Tensão	22
2.3.5 Estabilidade	23
2.3.6 Gestão e Monitorização da Rede	24
2.3.7 Operação em Modo Isolado	25
2.4 Planeamento	28
2.5 A Micro-Rede	31
2.5.1 Conceito de Micro-Rede CERTS	32
2.5.1.1 Arquitectura	33
2.5.1.2 Modos de Operação	35
2.5.2 Conceito de Micro-Rede do Projecto <i>MICROGRIDS</i>	36
2.5.2.1 Arquitectura	37
2.5.2.2 Modos de Operação	39
2.5.3 Diferenças entre os Conceitos	40
2.6 O Projecto <i>MORE MICROGRIDS</i>	40
2.7 Conclusões	41
Capítulo 3 – Multi-Micro-Redes	43
3.1 Introdução	43
3.2 Conceito de Multi-Micro-Rede	43

3.3	Estrutura de Controlo Proposta.....	47
3.3.1	Hierarquia de Controlo.....	47
3.3.2	Fluxo de Informação.....	48
3.3.3	Modos de Funcionamento e Funcionalidades de Gestão.....	50
3.3.3.1	Controlo de Tensão/Potência Reactiva.....	51
3.3.3.2	Controlo Coordenado de Frequência.....	52
3.3.3.3	Funções de Emergência.....	53
3.4	Serviços de Sistema.....	53
3.5	Modos de Funcionamento Implementados	54
3.5.1	Modo Isolado	55
3.5.2	Modo Interligado	56
3.6	Alternativas	58
3.7	Conclusões	58
Capítulo 4 – Controlo Hierárquico em Multi-Micro-Redes		61
4.1	Introdução.....	61
4.2	Modelos Matemáticos	61
4.2.1	Modelo do Sistema Eléctrico	61
4.2.2	Máquina Diesel e Regulador de Velocidade	63
4.2.3	Turbina a Vapor e Regulador de Velocidade	63
4.2.4	Turbina Hidráulica e Regulador de Velocidade	64
4.2.5	Microturbina.....	65
4.2.6	Painel Fotovoltaico.....	66
4.2.7	Célula de Combustível	66
4.2.8	Dispositivos de Armazenamento de Energia.....	67
4.2.8.1	Inversor de Fonte de Tensão.....	68
4.2.8.2	Abordagem Alternativa.....	71
4.2.8.3	Programação do Controlador do VSI	72
4.2.8.4	Validação	75
4.2.8.5	Considerações Finais.....	75
4.2.9	Gerador Eólico	78
4.2.9.1	Turbina Eólica.....	79
4.2.9.2	Gerador Assíncrono.....	81
4.2.9.3	Controlador do DFIM.....	86
4.2.9.4	Controlo da Potência Activa Gerada.....	91
4.2.9.5	Controlo de Potência Reactiva/Tensão.....	98
4.3	Metodologia de Controlo Hierárquico	101
4.3.1	Processo de Controlo.....	101

4.3.1.1	Tempo de Amostragem	103
4.3.1.2	Determinação da Alteração de Potência	104
4.3.1.3	Limiar de Actuação.....	105
4.3.1.4	CrITÉrios de Distribuição de Potências	105
4.3.1.5	Restrição à Transferência de Potência entre Fontes	108
4.3.1.6	Actuação dos MGCC	112
4.3.1.7	Outras Considerações	112
4.3.2	Integração do Deslastre Centralizado.....	113
4.3.3	Implementação da Plataforma de Simulação	116
4.3.4	Estruturação dos Dados Necessários	121
4.3.4.1	Informação Estática Necessária ao CAMC	121
4.3.4.2	Informação Estática Necessária aos MGCC	123
4.3.4.3	Informação Dinâmica	125
4.3.4.4	Informação Estática Global	126
4.4	Conclusões	127
Capítulo 5 – Aplicação do Controlo Hierárquico.....		129
5.1	Introdução.....	129
5.2	Rede de Teste	129
5.2.1	Abordagem Inicial	130
5.2.2	Versão Final.....	132
5.3	Funcionamento em Rede Interligada.....	134
5.3.1	Definição do Cenário	134
5.3.2	Níveis de Produção.....	135
5.3.3	Alterações de Ponto de Funcionamento Impostas	136
5.3.4	Resultados	138
5.3.5	Sumário.....	142
5.4	Funcionamento em Rede Isolada.....	143
5.4.1	Cenário 1 – Pequena Importação.....	147
5.4.1.1	Níveis de Produção e Cargas	147
5.4.1.2	Resultados	148
5.4.2	Cenário 2 – Pequena Exportação.....	150
5.4.2.1	Níveis de Produção e Cargas	150
5.4.2.2	Resultados	152
5.4.3	Cenário 3 – Grande Importação	153
5.4.3.1	Níveis de Produção e Cargas	154
5.4.3.2	Potência Reactiva na Rede de Teste	155
5.4.3.3	Isolamento da MMG e Variação de Carga	156

5.4.3.4	Resultados – Variação de Frequência.....	157
5.4.3.5	Resultados – Fontes	159
5.4.3.6	Inclusão dos Atrasos na Simulação.....	163
5.4.3.7	Resultados – Níveis de Tensão.....	163
5.4.4	Sumário.....	165
5.5	Deslastre Centralizado	166
5.5.1	Níveis de Produção e Cargas	166
5.5.2	Resultados	167
5.5.3	Resultados – Influência das Temporizações	170
5.5.4	Comparação com o Deslastre Autónomo	172
5.6	Influência dos Dispositivos de Armazenamento.....	174
5.7	Influência do Controlo de Frequência na Produção Distribuída.....	176
5.8	Controlo Hierárquico e Controlo Descentralizado.....	179
5.9	Conclusões	182
Capítulo 6 – Análise de Segurança Dinâmica.....		185
6.1	Introdução.....	185
6.2	Critérios de Segurança.....	186
6.3	Integração nas Funcionalidades do CAMC.....	187
6.4	Tipos de Redes Neurais Utilizadas.....	189
6.4.1	Redes Neurais Artificiais.....	190
6.4.1.1	Redes Neurais <i>Feed-forward</i>	191
6.4.1.2	Treino das Redes Neurais.....	192
6.4.2	Aplicação ao Problema de Classificação	195
6.5	Aplicação à MMG.....	196
6.5.1	Geração do Conjunto de Dados	196
6.5.1.1	Construção das Hipercélulas.....	197
6.5.1.2	Trânsitos de Potências	199
6.5.1.3	Simulação Dinâmica da Perturbação	200
6.5.2	Treino das Redes Neurais Artificiais.....	201
6.5.3	Dimensionamento da Intervenção de Emergência.....	201
6.6	Caso de Estudo	203
6.6.1	Cenário	203
6.6.2	Geração do Conjunto de Dados	204
6.6.3	Resultados Relativos à Classificação	206
6.6.4	Resultados Relativos à Previsão	209
6.6.5	Aplicação da Intervenção de Emergência.....	210
6.7	Conclusões	214

Capítulo 7 – Reposição de Serviço.....	215
7.1 Introdução.....	215
7.1.1 Visão Geral	215
7.1.2 Reposição de Serviço em Sistemas Convencionais	217
7.1.2.1 Estratégias Típicas	217
7.1.2.2 Planeamento	218
7.1.2.3 Questões Particulares	219
7.1.2.4 Comparação com a Reposição de Serviço em MMG	222
7.1.3 Reposição de Serviço em Multi-Micro-Redes	223
7.1.3.1 Pressupostos Iniciais	225
7.1.3.2 Sequência de Acções	226
7.2 Caso de Estudo	228
7.2.1 Energização da Rede	228
7.2.2 Reposição de Carga e Produção	229
7.2.2.1 Condições Iniciais	229
7.2.2.2 Planificação Geral	230
7.2.2.3 Controlo de Tensão.....	232
7.3 Resultados	233
7.3.1 Sequência de Ligação.....	234
7.3.2 Níveis de Tensão.....	239
7.4 Conclusões	241
Capítulo 8 – Conclusões	243
8.1 Principais Contribuições.....	243
8.2 Perspectivas de Desenvolvimento.....	245
Referências	247
Anexo A – Descrição Detalhada dos Modelos Utilizados.....	261
A.1 Máquina Diesel e Regulador de Velocidade	261
A.2 Turbina a Vapor e Regulador de Velocidade	264
A.3 Turbina Hidráulica e Regulador de Velocidade	267
A.4 Microturbina	272
A.5 Máquina Síncrona	278
A.6 Regulador de Tensão/Excitação	280
A.7 Célula de Combustível	282
Anexo B – Exemplo de Implementação em <i>Eurostag</i>	287
Anexo C – Dados da Rede de Teste Base	291
Anexo D – Dados para o Sistema de Controlo	301
D.1 Exemplo de Funcionamento em Rede Interligada.....	301

D.2	Exemplo de Funcionamento em Rede Isolada.....	304

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Estrutura vertical dos sistemas eléctricos convencionais [4, 5]	7
Figura 2.2 – Integração da PD na rede de distribuição [4, 5]	11
Figura 2.3 – Influência da produção distribuída nos perfis de tensão (adaptado de [25])	17
Figura 2.4 – Esquema para ilustração do efeito de elevação de tensão [26].....	18
Figura 2.5 – Arquitectura típica de uma micro-rede CERTS [62].....	34
Figura 2.6 – Arquitectura típica de uma micro-rede (Projecto <i>MICROGRIDS</i>) [65]	37
Figura 3.1 – Estrutura genérica de uma multi-micro-rede	44
Figura 3.2 – Estruturação das comunicações dentro da multi-micro-rede.....	45
Figura 3.3 – Níveis do Sistema de Controlo Hierárquico	47
Figura 3.4 – Esquema/resumo das relações entre os elementos que constituem uma MMG	50
Figura 3.5 – Funcionalidades que podem estar presentes no CAMC	51
Figura 3.6 – Exemplo da não-linearidade que pode apresentar a saída de potência de uma MMG	57
Figura 4.1 – Fonte de tensão acoplada à rede por indutância	69
Figura 4.2 – Diagrama de blocos genérico do controlo do VSI [65].....	70
Figura 4.3 – Controlador do VSI para rede isolada, tal como implementado em ambiente <i>Simulink</i> [106].	70
Figura 4.4 – Diagrama de blocos do controlo do VSI (potência activa).....	73
Figura 4.5 – Diagrama de blocos do controlo do VSI (potência reactiva)	74
Figura 4.6 – Comparação entre as respostas dos dois modelos face a um aumento de carga brusco	75
Figura 4.7 – Diagrama de blocos do limitador de fluxo de potência activa do VSI	76
Figura 4.8 – Limites de energia nos dispositivos de armazenamento	77
Figura 4.9 – Coeficiente de potência da turbina em função do TSR (λ) e do ângulo das pás (β)	80
Figura 4.10 – Esquema equivalente da máquina assíncrona no sistema de eixos dq [117].....	82
Figura 4.11 – Configuração típica de uma turbina eólica com DFIM [115]	86
Figura 4.12 – Característica binário-velocidade para extracção ideal de potência da turbina eólica [116] ...	88
Figura 4.13 – Diagrama de blocos do conversor C1 (controlo de binário) [116].....	88
Figura 4.14 – Diagrama de blocos do conversor C1 (controlo de tensão) [116].....	90
Figura 4.15 – Influência do ângulo das pás sobre a força de sustentação [49]	93
Figura 4.16 – Diagrama de blocos do controlo de <i>pitch</i> [130].....	93
Figura 4.17 – Potências usadas para o controlo de <i>pitch</i>	95
Figura 4.18 – Malha suplementar para controlo de inércia	97
Figura 4.19 – Alteração ao cálculo do ângulo de <i>pitch</i> para controlo de frequência.....	97
Figura 4.20 – Alteração à entrada do conversor C1 para controlo de potência reactiva.....	99
Figura 4.21 – Nova entrada do conversor C2 para implementar o controlo de tensão.....	100
Figura 4.22 – Comparação do modelo do SVC do <i>Eurostag</i> com o controlo de tensão do DFIM.....	101

Figura 4.23 – Fluxograma das acções do controlo hierárquico de frequência/potência	102
Figura 4.24 – Canais de comunicação utilizados pelo sistema de controlo implementado	108
Figura 4.25 – Exemplo da transferência diferida de potência entre fontes, normalmente indesejada.....	110
Figura 4.26 – Interação entre o <i>Eurostag</i> e o <i>MATLAB</i> na plataforma desenvolvida.....	117
Figura 4.27 – Fluxograma das acções do controlo hierárquico.....	118
Figura 5.1 – Proposta inicial para a rede de teste	130
Figura 5.2 – Segunda iteração na definição da estrutura da rede de teste.....	131
Figura 5.3 – Versão final da rede de teste.....	133
Figura 5.4 – Curva da potência que o DMS requer que circule na interligação com a MMG	137
Figura 5.5 – Alteração de carga dentro da MMG	137
Figura 5.6 – Curvas da potência pedida e de saída da CHP do barramento NMVCHP	139
Figura 5.7 – Curvas da potência pedida e de saída da hídrica do barramento NMVHYD	139
Figura 5.8 – Curvas da potência pedida e de saída da MG do barramento NLV3 (MG1).....	140
Figura 5.9 – Curvas da potência pedida e de saída da pilha de combustível da MG1	140
Figura 5.10 – Curvas da potência pedida e de saída da microturbina da MG1	141
Figura 5.11 – Curva da potência na interligação com a rede a montante da MMG	142
Figura 5.12 – Curvas de variação de frequência em rede isolada (Cenário 1).....	148
Figura 5.13 – Curvas da potência pedida e de saída da mini-hídrica do nó NMVHYD (Cenário 1).....	149
Figura 5.14 – Curvas da potência pedida e de saída da CHP do barramento NMVCHP (Cenário 1)	149
Figura 5.15 – Curvas das contribuições do grupo Diesel e do VSI ligado na MT (Cenário 1).....	150
Figura 5.16 – Curvas de variação de frequência em rede isolada (Cenário 2).....	152
Figura 5.17 – Curvas da potência pedida e de saída da CHP do barramento NMVCHP (Cenário 2)	152
Figura 5.18 – Curvas das contribuições do grupo Diesel e do VSI ligado na MT (Cenário 2).....	153
Figura 5.19 – Representação da variação total de carga na MMG.....	157
Figura 5.20 – Curvas de variação de frequência em rede isolada (Cenário 3).....	158
Figura 5.21 – Curvas da potência pedida e de saída da CHP do barramento NMVCHP (Cenário 3)	159
Figura 5.22 – Curvas da potência pedida e de saída da mini-hídrica do nó NMVHYD (Cenário 3).....	160
Figura 5.23 – Curvas da potência pedida e de saída da MG1 do barramento NLV3 (Cenário 3).....	160
Figura 5.24 – Curvas da potência pedida e de saída da microturbina da MG1 (Cenário 3)	161
Figura 5.25 – Curvas da potência pedida e de saída da pilha de combustível da MG1 (Cenário 3).....	162
Figura 5.26 – Curva da potência activa do grupo Diesel (Cenário 3).....	162
Figura 5.27 – Vista detalhada dos pedidos à micro-rede e à microturbina (Cenário 3)	163
Figura 5.28 – Curvas de variação de tensão nos barramentos NMV e NMVR13A (Cenário 3)	164
Figura 5.29 – Curva da injeção de potência reactiva do parque eólico DFIM (Cenário 3)	165
Figura 5.30 – Variação de frequência com deslastre centralizado	168
Figura 5.31 – Resposta de alguns dispositivos à perturbação.....	168
Figura 5.32 – Variação de frequência devida à religação de cargas.....	169

Figura 5.33 – Influência do tempo de amostragem na eficácia do deslastre centralizado	171
Figura 5.34 – Impacto do instante de ocorrência da perturbação na eficácia do deslastre centralizado	171
Figura 5.35 – Variação de frequência com deslastre centralizado e autónomo	173
Figura 5.36 – Utilização do deslastre autónomo em conjunto com o centralizado	173
Figura 5.37 – Resposta da MMG para várias configurações de um dos dispositivos de armazenamento.	175
Figura 5.38 – Potência de saída do VSI para as várias configurações	176
Figura 5.39 – Desvios de frequência com as três configurações do controlo do DFIM	177
Figura 5.40 – Potências injectadas pelo DFIM para as três diferentes configurações.....	178
Figura 5.41 – Velocidades do DFIM para as três diferentes configurações.....	179
Figura 5.42 – Variação de frequência com controlo descentralizado.....	180
Figura 5.43 – Influência dos ganhos no desempenho do controlo descentralizado.....	181
Figura 5.44 – Variações de potência das fontes no controlo descentralizado	182
Figura 6.1 – Utilização da estimação do nível de segurança integrada no CAMC	188
Figura 6.2 – Estrutura típica de uma unidade elementar k de uma ANN [142].....	190
Figura 6.3 – Funções de activação de uso mais comum em ANN.....	191
Figura 6.4 – Estrutura típica de uma ANN do tipo MLP (<i>feed-forward</i>)	192
Figura 6.5 – Sistema geral de treino das ANN.....	193
Figura 6.6 – Procedimento automático de geração do conjunto de dados	197
Figura 6.7 – Intervalos e pontos sorteados no método de Monte Carlo estruturado	198
Figura 6.8 – Exemplo de simulação dinâmica.....	200
Figura 6.9 – Evolução do processo de treino no <i>MATLAB</i> (usando a função <i>TRAINLM</i>)	207
Figura 6.10 – Erro de classificação para os 830 pontos do conjunto de teste.....	208
Figura 6.11 – Erro de classificação discreto para os 830 pontos do conjunto de teste.....	208
Figura 6.12 – Curvas do processo de treino no <i>MATLAB</i> (usando a função <i>TRAINLM</i>).....	209
Figura 6.13 – Gráfico de regressão linear resultado da simulação da ANN ($R = 0.9998$).....	210
Figura 6.14 – Variação de frequência com recurso à intervenção de emergência (Exemplo 1).....	211
Figura 6.15 – Deslastre de cargas com origem na intervenção de emergência (Exemplo 1).....	212
Figura 6.16 – Variação de frequência com recurso à intervenção de emergência (Exemplo 2).....	213
Figura 6.17 – Deslastre de cargas com origem na intervenção de emergência (Exemplo 2).....	213
Figura 7.1 – Diagrama que permite ao CAMC decidir o início do procedimento de <i>black start</i>	224
Figura 7.2 – Variação de frequência ao longo da sequência de reposição de serviço	238
Figura 7.3 – Contribuição do VSI ligado na MT para o controlo de frequência (Reposição de Serviço) ..	239
Figura 7.4 – Variações de tensão ao longo da sequência de reposição de serviço	240
Figura 7.5 – Contribuição do DFIM ligado na MT para o controlo de tensão (Reposição de Serviço)	241
Figura A.1 – Modelo do regulador de velocidade e do motor Diesel [88]	261
Figura A.2 – Modelo simplificado da máquina Diesel com regulador de velocidade.....	262

Figura A.3 – Diagrama de blocos da turbina a vapor (<i>single reheat tandem-compound</i>) [85].....	264
Figura A.4 – Regulador de velocidade da turbina a vapor [85]	265
Figura A.5 – Diagrama de blocos da turbina hidráulica [85]	268
Figura A.6 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade da turbina hidráulica [85]	270
Figura A.7 – Diagrama de blocos do regulador alternativo	271
Figura A.8 – Diagrama de blocos da microturbina (GAST) [93].....	273
Figura A.9 – Diagrama de blocos do controlador do lado da PMSM [95].....	275
Figura A.10 – Determinação da corrente I_d de referência com base na potência disponível	275
Figura A.11 – Determinação da velocidade de referência com base na potência disponível.....	276
Figura A.12 – Diagrama de blocos do controlador do lado da rede [95]	276
Figura A.13 – Esquema equivalente da máquina síncrona no sistema de eixos dq (adaptado de [117])	279
Figura A.14 – Regulador de tensão/excitação IEEE DC1A [85].....	281
Figura A.15 – Diagrama de blocos do modelo da <i>fuel cell</i> (SOFC) [93].....	285
Figura B.1 – Controlador de frequência/potência gerada	287
Figura B.2 – Modelo da microturbina (componente relativa à turbina)	288
Figura B.3 – Modelo da máquina síncrona de ímanes permanentes (componente electromecânica)	288
Figura B.4 – Modelo da máquina síncrona de ímanes permanentes (componente eléctrica)	289
Figura B.5 – Controladores de potência reactiva (eixo d) e de velocidade (eixo q)	289

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Disponibilidade para fornecimento de serviços de sistema	54
Tabela 4.1 – Parâmetros do VSI (em p.u. excepto se indicado).....	77
Tabela 4.2 – Parâmetros da turbina de maior dimensão (2 MW) [110]	81
Tabela 4.3 – Parâmetros da máquina assíncrona de média dimensão [116].....	85
Tabela 4.4 – Parâmetros da máquina assíncrona de pequena dimensão [49].....	85
Tabela 4.5 – Parâmetros do conversor C1.....	90
Tabela 4.6 – Parâmetros do controlador de <i>pitch</i>	98
Tabela 4.7 – Parâmetros do controlador de tensão (usando conversor C2)	100
Tabela 4.8 – Critérios para a substituição da restrição no algoritmo de optimização.....	108
Tabela 4.9 – Exemplo da implicação da transferência de potência entre fontes (pré-perturbação).....	109
Tabela 4.10 – Exemplo da implicação da transferência de potência entre fontes (pós-perturbação)	109
Tabela 4.11 – Informação necessária ao CAMC.....	122
Tabela 4.12 – Informação adicional necessária para a simulação do CAMC.....	123
Tabela 4.13 – Informação necessária aos MGCC	124
Tabela 4.14 – Informação adicional necessária para a simulação dos MGCC.....	125
Tabela 5.1 – Parâmetros do sistema de controlo.....	134
Tabela 5.2 – Distribuição inicial de potências na MMG no teste em rede interligada	135
Tabela 5.3 – Distribuição inicial de potências nas MG no teste em rede interligada.....	136
Tabela 5.4 – Repartição dos incrementos de carga no teste em rede interligada	137
Tabela 5.5 – Parâmetros do sistema de controlo.....	144
Tabela 5.6 – Distribuição inicial de potências nas MG urbanas.....	146
Tabela 5.7 – Distribuição inicial de potências nas MG rurais	146
Tabela 5.8 – Distribuição inicial de potências na MMG no teste em rede isolada (Cenário 1).....	147
Tabela 5.9 – Distribuição inicial de potências na MMG no teste em rede isolada (Cenário 2).....	151
Tabela 5.10 – Alterações às cargas face ao apresentado no Anexo C (Cenário 2)	151
Tabela 5.11 – Distribuição inicial de potências na MMG no teste em rede isolada (Cenário 3)	154
Tabela 5.12 – Distribuição inicial de potências reactivas na MMG no teste em rede isolada (Cenário 3).155	
Tabela 5.13 – Repartição dos incrementos de carga no teste em rede isolada (Cenário 3)	157
Tabela 5.14 – Distribuição inicial de potências na MMG no testes de deslastre.....	166
Tabela 5.15 – Cargas sob controlo do sistema de deslastre centralizado	167
Tabela 5.16 – Sequência de ligação de cargas para recuperação após o deslastre	170
Tabela 5.17 – Cargas passíveis de deslastre com actuação autónoma.....	172
Tabela 5.18 – Distribuição inicial de potências na MMG e parâmetros para controlo descentralizado.....	180
Tabela 6.1 – Dimensionamento da intervenção de emergência.....	203

Tabela 6.2 – Parâmetros para determinação dos pontos de funcionamento	205
Tabela 6.3 – Sumário dos resultados dos trânsitos de potências	205
Tabela 6.4 – Sumário dos resultados das simulações dinâmicas	206
Tabela 6.5 – Critérios para distinção em pontos de funcionamento seguros e inseguros	207
Tabela 6.6 – Matriz de Classificação da ANN (para um total de 830 pontos)	209
Tabela 6.7 – Resultado do dimensionamento da intervenção de emergência.....	211
Tabela A.1 – Parâmetros do motor Diesel e do regulador associado	263
Tabela A.2 – Parâmetros da máquina síncrona.....	263
Tabela A.3 – Parâmetros do regulador de tensão [85].....	264
Tabela A.4 – Parâmetros da turbina a vapor e do regulador associado.....	266
Tabela A.5 – Parâmetros da máquina síncrona.....	267
Tabela A.6 – Parâmetros do regulador de tensão [85].....	267
Tabela A.7 – Parâmetros da turbina hidráulica.....	271
Tabela A.8 – Parâmetros do regulador.....	272
Tabela A.9 – Parâmetros da máquina assíncrona	272
Tabela A.10 – Parâmetros da microturbina.....	277
Tabela A.11 – Parâmetros da máquina síncrona de ímãs permanentes.....	277
Tabela A.12 – Parâmetros do conversor de frequência.....	277
Tabela A.13 – Parâmetros da <i>fuel cell</i>	286
Tabela C.1 – Parâmetros das linhas	291
Tabela C.2 – Parâmetros dos transformadores (em p.u. na base do sistema – 100 MVA)	293
Tabela C.3 – Valores das cargas nos barramentos	295
Tabela C.4 – Bancos de condensadores.....	297
Tabela C.5 – Tensões nominais e potências geradas nos barramentos.....	297
Tabela D.1 – Dados para a simulação do CAMC (Rede Interligada) – I	301
Tabela D.2 – Dados para a simulação do CAMC (Rede Interligada) – II.....	302
Tabela D.3 – Informação adicional para a simulação do CAMC	303
Tabela D.4 – Dados para a simulação dos MGCC (Rede Interligada) – I	303
Tabela D.5 – Dados para a simulação dos MGCC (Rede Interligada) – II.....	304
Tabela D.6 – Informação adicional para a simulação dos MGCC	304
Tabela D.7 – Dados para a simulação do CAMC (Rede Isolada) – I	304
Tabela D.8 – Dados para a simulação do CAMC (Rede Isolada) – II.....	305
Tabela D.9 – Informação adicional para a simulação do CAMC (Rede Isolada).....	306
Tabela D.10 – Dados para a simulação dos MGCC Urbanos (Rede Isolada) – I.....	306
Tabela D.11 – Dados para a simulação dos MGCC Urbanos (Rede Isolada) – II.....	307
Tabela D.12 – Informação adicional necessária para a simulação dos MGCC Urbanos.....	307

Tabela D.13 – Dados para a simulação dos MGCC Rurais 3, 5, 6, 7 e 13 (Rede Isolada) - I.....	307
Tabela D.14 – Dados para a simulação dos MGCC Rurais 3, 5, 6, 7 e 13 (Rede Isolada) - II.....	308
Tabela D.15 – Informação adicional para a simulação dos MGCC Rurais.....	308

Lista de Abreviaturas

Nota: Sempre que se considerou justificável, acrescentou-se a tradução da descrição apresentada.

AA – Aprendizagem Automática

AC – Tensão Alternada

AGC – *Automatic Generation Control*

ANN – *Artificial Neural Network* (Rede Neuronal Artificial)

AT – Alta Tensão

AVC – *Automatic Voltage Control* (Controlo Automático de Tensão)

AVR – *Automatic Voltage Regulator* (Regulador Automático de Tensão)

BT – Baixa Tensão

CAMC – *Central Autonomous Management Controller*

CCHP – *Combined Cooling, Heating & Power* (Produção Combinada de Calor, Frio e Energia Eléctrica)

CERTS – *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*

CHP – *Combined Heating & Power*

CIGRÉ – *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*

CIRED – *Congrès International des Réseaux Électriques de Distribution*

CPM – *Critical Path Method*

DC – Tensão Contínua

DER – *Distributed Energy Resources*

DFIM – *Doubly-Fed Induction Machine* (Máquina de Indução Duplamente Alimentada)

DFIG – *Doubly-Fed Induction Generator* (Gerador de Indução Duplamente Alimentado)

DG – *Distributed Generation* (Produção Distribuída)

DMS – *Distribution Management System*

DSM – *Demand Side Management*

EMS – *Energy Management System*

EMTP – *Electro-Magnetic Transient Program*

FF – *Feed-Forward*

GTO – *Gate Turn-Off Thyristors*

IEA – *International Energy Agency*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.* (originalmente)

IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistors*

LC – *Load Controller*

LOM – *Loss-Of-Mains*

LVQ – *Learning Vector Quantization*

MAS – *Multi-Agent System* (Sistema Multi-Agentes)

MC – *Micro-Generation Controller*

MG – *MicroGrid* (Micro-Rede)

MGCC – *MicroGrid Central Controller*

MILP – *Mixed Integer Linear Programming*

MLP – *Multiple Layer Perceptron*

MMG – *Multi-MicroGrid* (Multi-Micro-Rede)

MS – Máquina Síncrona

MSE – *Mean Square Error* (Erro Médio Quadrático)

MT – Média Tensão

NDZ – *Non-Detection Zones* (Zonas de Não-Detecção)

NTUA – *National Technical University of Athens*

OLTC – *On-Line Tap Changing (Transformer)* (Transformador com Tomadas Reguláveis em Carga)

PCC – *Point of Common Coupling*

PD – Produção Distribuída

PERT – *Program Evaluation and Review Technique*

PI – Proporcional-Integral

PLC – *Power Line Carrier*

PMSM – *Permanent Magnet Synchronous Machine* (Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes)

PNN – *Probabilistic Neural Networks*

PV – *Photovoltaic* (Fotovoltaico)

RTF – *Ride Through Fault*

RTU – *Remote Terminal Unit*

SCADA – *Supervisory Control And Data Acquisition*

SFIM – *Singly-Fed Induction Machine*

SFIM – *Singly-Fed Induction Generator*

SOFC – *Solid Oxide Fuel Cell*

SVC – *Static Var Compensator*

TSR – *Tip-Speed Ratio*

V2G – *Vehicle to Grid*

VPP – *Virtual Power Plants* (Centrais de Energia Virtuais)

VSI – *Voltage Source Inverter* (Inversor do tipo Fonte de Tensão)

Capítulo 1 – Introdução

1.1 Considerações Gerais

O crescente aumento da integração de produção dispersa na rede de distribuição é, em larga medida, o resultado de uma preocupação crescente motivada por questões ambientais e estratégicas. Esta tomada de consciência teve na sua origem as alterações climáticas e os problemas de segurança de abastecimento relacionados com o fornecimento de petróleo e outros combustíveis fósseis, não só devido à sua escassez, mas também devido à instabilidade de grande parte dos países que controlam as reservas existentes.

Assim, de modo a procurar limitar o impacto negativo no ambiente e tentar reduzir a dependência energética em relação a outros países, a União Europeia definiu metas ambiciosas para a diminuição de emissões de gases de efeito de estufa, melhoria da eficiência energética e utilização das energias renováveis endógenas [1].

Claramente, o meio de atingir estas metas e de simultaneamente garantir o fornecimento de energia a uma sociedade cada vez mais consumista não poderá passar por manter o paradigma actual, no qual os centros produtores são criados a pensar em economias de escala e numa integração completamente vertical e estanque, com um grande afastamento (não só em termos de distância) entre estes e os pontos de consumo. A solução poderá passar pela massificação da instalação, na rede de distribuição, de pequenas unidades de Produção Distribuída (PD), globalmente muito eficientes ou baseadas no aproveitamento de energias renováveis. A grande diversidade tecnológica que estes pequenos produtores podem ter (microturbinas, células de combustível, microturbinas eólicas e painéis solares fotovoltaicos, por exemplo) permite a sua instalação perto da maioria dos consumidores e uma certa adequação às necessidades destes.

A instalação de volumes apreciáveis de PD pode deixar de ser vista como problemática [2] se gerida e controlada de forma conveniente, tendo ainda o potencial para permitir a obtenção de alguns benefícios adicionais para além dos já referidos:

- Pode contribuir para diminuir as perdas nas redes eléctricas devido à redução dos trânsitos de potência nos ramos;
- Pode possibilitar o adiamento de investimentos em reforço de linhas ou transformadores, assim como na construção de novas centrais convencionais de grandes dimensões;
- Pode fornecer serviços destinados a melhorar a fiabilidade e a qualidade de serviço da rede.

As questões relacionadas com a integração de volumes elevados de PD e a sua gestão e controlo coordenado começaram a ser abordadas através do agrupamento de unidades controláveis em entidades denominadas micro-redes (MG – *MicroGrids*, no original em língua inglesa). Estas entidades constituem-se ao nível da BT e incluem unidades de produção, sistemas de armazenamento de energia e cargas

controláveis, os quais podem, em conjunto, operar interligados com a rede de distribuição como se fossem uma única instalação de consumo ou produção de energia. Adicionalmente, dispõem da possibilidade de operar em rede isolada. O conceito de Micro-Rede começou a ser desenvolvido nos EUA pelo Departamento de Energia, através de um projecto do CERTS (*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*). A nível da União Europeia, o projecto “MICROGRIDS – Large scale integration of micro-generation to low voltage grids” (ENK5-CT-2002-00610), financiado pelo 5º Programa Quadro (1998-2002), marcou a primeira tentativa de um desenvolvimento aprofundado deste conceito [3].

As micro-redes permitem atingir elevados níveis de integração de PD na rede de distribuição (ao nível da BT) sem, no entanto, se perder a capacidade de gerir e controlar a rede. Por outro lado, permitem que os consumidores obtenham vantagens técnicas apreciáveis e também vantagens económicas, uma vez que podem beneficiar do facto de se encontrarem associados entre si para participar mais activamente no mercado de energia.

No entanto, as MG apenas abordam a questão da integração de microprodução ao nível da BT. Existe assim uma lacuna ao nível da MT, onde diversas unidades de produção podem já ser encontradas actualmente (parques eólicos, por exemplo), podendo estas também beneficiar de vantagens semelhantes às proporcionadas pelas MG, se bem que a outra escala. Para preencher esta lacuna é necessário desenvolver uma entidade que se posicione a um nível superior à micro-rede e que funcione como entidade agregadora de várias MG e outros elementos ligados à MT: unidades de produção de maior dimensão, cargas controláveis e dispositivos de armazenamento.

Esta nova entidade, a Multi-Micro-Rede (MMG – *Multi-MicroGrid*, na literatura em língua inglesa), levanta um conjunto de questões que, apesar de terem muito em comum com as MG, apresentam características próprias que seria necessário estudar. Por esta razão, no seguimento do projecto *MICROGRIDS* referido anteriormente, iniciou-se em 2005 o projecto “Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids – MORE MICROGRIDS” (Referência 19864), financiado no âmbito do 6º Programa Quadro (2002-2006) da União Europeia [3]. Este projecto procurou desenvolver os meios para possibilitar uma adequada exploração de sistemas com múltiplas micro-redes: novos controladores para DER (*Distributed Energy Resources*, na literatura anglo-saxónica) e novas estratégias de controlo que considerem a utilização de modernos sistemas de comunicação. Uma questão particularmente interessante diz respeito à integração técnica e comercial das MMG, visto ser necessário lidar com a interligação entre a entidade gestora da rede de distribuição e as diversas MG e outras unidades que integram a MMG. Outro aspecto que tem de ser sujeito a estudo é o modo como o mercado de energia eléctrica e de serviços de sistema terá de se organizar face a este novo contexto. Adicionalmente, para todos os novos desenvolvimentos terá de ser avaliado o seu impacto no sistema.

O trabalho desenvolvido e apresentado nesta dissertação encontra-se integrado no âmbito deste projecto *MORE MICROGRIDS* e relaciona-se principalmente com o desenvolvimento de estratégias de controlo alternativas e a integração técnica de múltiplas MG.

1.2 Objectivos da Dissertação

A integração de elevados níveis de produção em redes eléctricas de BT, provenientes de microgeração (microturbinas, células de combustível, microturbinas eólicas, painéis solares fotovoltaicos) conduzirá no futuro à necessidade de explorar em paralelo várias micro-redes de BT, interligadas através da rede de distribuição de MT, coexistindo estas micro-redes com produção distribuída ligada directamente sobre as redes de MT e ainda cargas eventualmente sujeitas a gestão da procura. Admitindo-se em exploração em rede isolada destas redes, será possível obter melhorias de qualidade de serviço para os consumidores finais nomeadamente no caso da ocorrência de defeitos nas redes a montante. Por outro lado, estes níveis elevados de penetração de microgeração exigem o desenvolvimento de novas concepções e funcionalidades para a gestão e controlo do sistema de energia, nomeadamente ao nível das redes de distribuição.

Pretendeu-se neste trabalho identificar estratégias de controlo em regime estacionário e dinâmico, explorando os meios de produção existentes, micro-redes e cargas controláveis de forma a melhorar as condições de operação em regime normal e avaliar a gama de condições de operação em que será possível explorar a multi-micro-rede em regime de rede isolada. As diferenças mais importantes entre esta estrutura e os sistemas mais tradicionais residem na existência de uma grande diversidade de tecnologias de produção de energia e na possibilidade de utilização de sistemas de comunicação e controlo mais avançados. Dada a complexidade estrutural que um sistema deste tipo poderia atingir, desde logo se considerou a necessidade de desenvolver conceitos hierarquizados de controlo e gestão que, em simultâneo, permitam o desenvolvimento de novas funcionalidades.

Nesta dissertação pretendeu-se, fundamentalmente, obter a resposta a esta questão:

É possível operar uma MMG em rede isolada, incluindo a fase de transição para este modo de funcionamento e a reposição de serviço em caso de colapso?

Face a esta questão, colocou-se a hipótese de a resposta ser afirmativa, desde que a multi-micro-rede incorporasse um conjunto de funcionalidades normalmente inexistentes nas redes de distribuição e que seria necessário desenvolver. De modo a testar esta hipótese, foi definido um conjunto de objectivos principais:

Estudo, adaptação e desenvolvimento de modelos dinâmicos

Para a concretização desta dissertação seria necessário estudar em detalhe os sistemas de conversão associados a várias tecnologias de microgeração e armazenamento energético, conjugando estes sistemas com unidades convencionais de conversão de energia. A análise do comportamento dinâmico destas redes implicaria o desenvolvimento de modelos dinâmicos adequados para a representação no domínio do tempo do comportamento de todos estes equipamentos de conversão. Estes modelos destinavam-se a

integrar uma plataforma de simulação desenvolvida para testar a MMG e para explorar a sua operação em várias situações.

Definição das estratégias de gestão e controlo

Para a implementação das estratégias de gestão e controlo desenvolvidas para a MMG seria necessário ter em conta a hierarquização de todo o sistema, que tem a sua origem na existência de sistemas de controlo e gestão específicos da multi-micro-rede e também das micro-redes de BT. Em ambas estas estruturas iria considerar-se ainda a existência de micro-controladores semi-autónomos que permitiriam o controlo das malhas de regulação de tensão e potência/frequência dos microgeradores e geradores convencionais, para além de possibilitarem o deslastre faseado de cargas da rede. As estratégias de controlo a desenvolver deveriam permitir o funcionamento correcto da MMG em rede isolada e assegurar a transição tranquila para este modo de funcionamento a partir de uma grande diversidade de cenários.

Desenvolvimento de uma ferramenta de análise de segurança

Para os cenários que podem causar problemas no momento da transição para o modo de operação em rede isolada, pode ser vantajoso recorrer a medidas diferentes das habituais para garantir a sobrevivência da multi-micro-rede. A escolha e a adopção desse tipo de medidas implicam o conhecimento do nível de segurança em que a MMG se encontra a operar. Uma ferramenta rápida de análise de segurança capaz de prever o impacto de um súbito isolamento na MMG permitirá uma melhor decisão sobre a actuação necessária para equilibrar rapidamente a produção e o consumo numa multi-micro-rede após a ocorrência de perturbações.

Análise da capacidade de implementação de sequências de reposição de serviço

Na eventualidade de uma perturbação grave desencadear o colapso da multi-micro-rede em simultâneo com a rede a montante, poderá ser vantajoso para a MMG dar início à reposição de serviço autonomamente, operando em modo isolado. Este tipo de procedimento pode permitir uma melhoria da qualidade de serviço para os consumidores no interior da MMG nos casos em que a rede a montante demora demasiado tempo a recuperar do colapso, não podendo fornecer energia atempadamente à MMG. Pretende-se averiguar a possibilidade de implementar este tipo de procedimento na multi-micro-rede e determinar uma estratégia base que tome partido da diversidade tecnológica existente, considerando também que as micro-redes já dispõem de capacidade para efectuar a sua reposição de serviço autonomamente. Idealmente, a MMG deverá levar a cabo a reposição de serviço o mais rapidamente possível.

A concretização destes objectivos principais permitirá avaliar se a multi-micro-rede tem efectivamente a capacidade de actuar, se necessário, como uma unidade independente do resto da rede de

distribuição, possibilitando o aproveitamento de todo o potencial da produção distribuída para a melhoria da qualidade de serviço dos consumidores. Considerou-se em todo este trabalho que esta melhoria das condições de operação na zona da rede abrangida por uma MMG só pode ser conseguida se for abandonada a solução habitual segundo a qual muito do equipamento de PD é ignorado após a sua instalação, conduzindo à conhecida designação “fit and forget”, na literatura anglo-saxónica.

Como foi já referido, este trabalho enquadra-se no projecto “Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids – MORE MICROGRIDS”. O trabalho desenvolvido neste projecto levou ao desenvolvimento de outras dissertações com temas que poderão ser considerados como complementares ao desta, uma vez que abordam questões relacionadas por exemplo, com o controlo de tensão em regime estacionário nas MMG.

1.3 Estrutura da Dissertação

A apresentação do trabalho desenvolvido distribui-se por oito capítulos e um conjunto de quatro anexos, identificados pelas letras de **A** a **D**.

Este primeiro capítulo apresenta as questões principais que o trabalho se propõe tratar, não sem antes procurar contextualizá-lo, justificando assim a razão de se seguir este caminho.

O capítulo seguinte apresenta sucintamente a evolução da produção distribuída desde que esta se começou a disseminar em maior escala. Durante o capítulo são indicadas algumas das metas que se espera vir a atingir no futuro em termos de integração tecnológica e aplicações da PD. São também referidos os factores de mudança que impulsionam a evolução da PD através destas metas. Por fim, são apresentados alguns dos paradigmas de integração de produção distribuída em larga escala que têm vindo a ser estudados e que poderão ser explorados no futuro.

No Capítulo 3 é definido o conceito de Multi-Micro-Rede, incluindo uma descrição genérica das funcionalidades que a poderão integrar. Os seus elementos principais são definidos com algum detalhe, sendo dada muita atenção à sua estrutura física e de controlo. São também discutidos os principais modos de funcionamento em que a MMG pode operar: interligada ou isolada da rede a montante.

O Capítulo 4 debruça-se sobre o controlo da MMG. Este controlo apresenta uma característica hierárquica e depende bastante do tipo de sistemas a controlar a jusante. Este capítulo inclui, por isso, uma descrição pormenorizada dos modelos matemáticos que se considerou descreverem os sistemas de produção e armazenamento de energia existentes numa MMG. São, ainda, discutidos em detalhe os pormenores de implementação das funcionalidades que se considerou integrarem a multi-micro-rede em estudo.

O Capítulo 5 surge na sequência do anterior e apresenta uma avaliação do funcionamento da MMG quando controlada do modo descrito anteriormente. Esta avaliação é feita com base em simulações

numéricas realizadas na plataforma de simulação desenvolvida especificamente para este efeito e que explorar uma ferramenta de simulação existente – *Eurostag*.

No Capítulo 6 introduz-se o sistema de análise de segurança dinâmica que foi desenvolvido para aplicação neste contexto com o fim de permitir garantir melhor qualidade de serviço no momento da transição intempestiva para modo isolado de funcionamento.

O Capítulo 7 apresenta uma avaliação das capacidades de reposição de serviço que se podem considerar existir na MMG. É feito um resumo das características da reposição de serviço em sistemas convencionais, sendo depois feita a transposição para a MMG. Esta transposição é depois testada num caso de estudo, sendo apontados alguns dos pontos que requerem maior atenção.

O Capítulo 8 conclui a dissertação apresentando as suas maiores contribuições. São também identificados os pontos mais interessantes que poderão ser objecto de mais trabalho futuro.

No Anexo A é feita uma descrição mais detalhada dos modelos de cada um dos modelos referidos no Capítulo 4. Optou-se por fazer a descrição de alguns dos modelos neste anexo por já se encontrarem bem estabelecidos e não se justificar a sua presença no corpo principal deste documento.

O Anexo B apresenta um exemplo de implementação dos modelos no programa de simulação utilizado (*Eurostag*).

O Anexo C contém os dados base da rede de teste. Estes descrevem fundamentalmente as características eléctricas da rede: níveis de tensão e parâmetros de linhas e de transformadores, por exemplo.

Finalmente, no Anexo D, são apresentados os dados que o sistema de controlo necessita para operar correctamente. Enquanto no corpo do documento são indicados apenas alguns exemplos da estrutura seguida, aqui podem ser consultados todos os elementos que serviram de base à realização das simulações dinâmicas apresentadas neste trabalho.

Capítulo 2 – Produção Distribuída em Redes MT

2.1 Introdução

Este capítulo procura fazer uma revisão ao estado da arte daquilo que rodeia o conceito de produção distribuída em redes de distribuição. Os assuntos abordados vão desde o historial da visão de como a PD pode ser usada neste contexto, passando pelas questões técnicas, de planificação e regulamentação. O capítulo inclui uma descrição de conceitos relacionados com a micro-rede, uma das unidades fulcrais do grande objecto deste trabalho: a Multi-Micro-Rede.

Desde que, no segundo quartel do século passado, a energia eléctrica se tornou um bem de consumo disponível em larga escala, a tendência foi a de centralizar a sua produção. Isto traduziu-se numa integração vertical do sistema eléctrico, levando a que os fluxos de potência fossem tendencialmente unidireccionais, uma vez que a rede tem uma estrutura maioritariamente radial. Os níveis de tensão, por esta razão, distribuem-se de um modo decrescente desde o ponto de entrega à rede de transporte até aos consumidores finais, cuja localização é diferente consoante o nível de tensão de que são clientes.

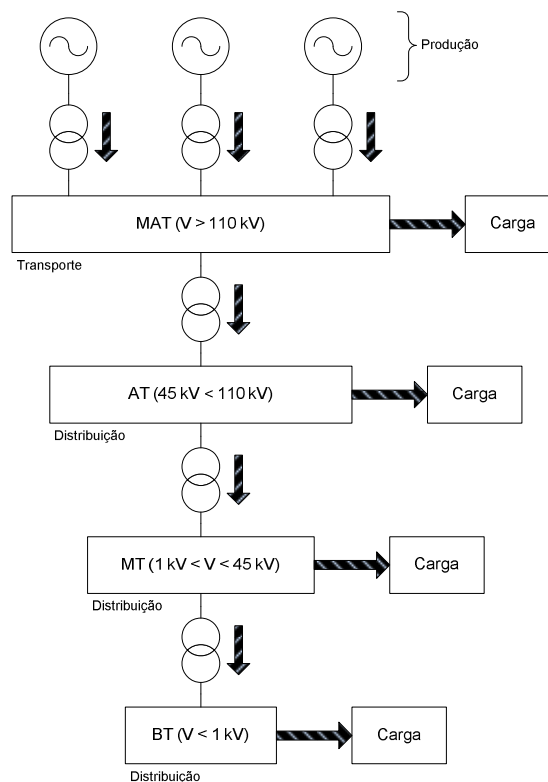


Figura 2.1 – Estrutura vertical dos sistemas eléctricos convencionais [4, 5]

Esta estrutura fortemente hierarquizada e centralizada está associada a um conjunto de vantagens que têm vindo a justificar a sua persistência, quase sem alterações, ao longo de todo este tempo:

- O rendimento das centrais de produção de energia eléctrica tende a aumentar com a sua dimensão [6];
- Centrais de grandes dimensões e redes interligadas tendem a aumentar a estabilidade dos sistemas e a reduzir a necessidade de existência de reservas [6];
- Os trânsitos de potência unidireccionais simplificam a gestão e o dimensionamento da rede (perceptível principalmente ao nível da distribuição e no que diz respeito, por exemplo, à coordenação das protecções, como se verá em maior detalhe na Secção 2.3.3).

No entanto, como não poderia deixar de ser, existem também algumas desvantagens associadas a esta estrutura vertical clássica, discutidas em maior detalhe na Secção 2.2.2.

Existe actualmente um grande interesse pela integração de unidades de produção de energia de pequena dimensão na rede de distribuição e em níveis de tensão mais baixos. Este interesse verificou-se inicialmente nas instalações que necessitavam de calor para os seus processos industriais e que podiam simultaneamente produzir electricidade – as unidades de co-geração. Para além das instalações de co-geração, estas pequenas unidades produtoras incluíam ainda mini-hídricas e, com menos expressão, pequenos parques eólicos, desde que estes recursos renováveis se encontrassem disponíveis.

Esta tendência terá começado a acentuar-se no final dos anos 80 do século XX e, desde então, questões económicas e ambientais têm potenciado a evolução continuada da integração deste tipo de produção (comummente denominada como Produção Distribuída – PD) nas redes de distribuição. Como se descreve na Secção 2.2, a definição deste conceito está longe de ser consensual. Nesta secção serão ainda referidos alguns pontos associados à intervenção mais directa que os governos dos países têm tido neste assunto, quer devido à reestruturação dos respectivos sectores eléctricos, quer devido a outros interesses estratégicos e políticos.

Na Secção 2.3 são discutidas as questões técnicas levantadas pela integração, em larga escala, de Produção Distribuída na rede de distribuição. Com efeito, enquanto pequenos volumes de PD podem ser praticamente ignorados, o seu impacto não pode deixar de ser estudado sempre que a potência gerada possa implicar alterações ao funcionamento habitual da rede de distribuição (fluxos de potência unidireccionais, por exemplo).

Na Secção 2.4 abordam-se as alterações que poderá ser necessário introduzir nos métodos de planeamento de redes de distribuição devido à grande penetração de produção distribuída. Estas alterações poderão envolver o estudo da localização óptima da PD na rede de distribuição e a análise do impacto da PD no sistema (quer de um ponto de vista técnico como económico).

Finalmente, na Secção 2.5, são apresentadas duas visões sobre o conceito de micro-rede, uma com origem no CERTS (*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*) e outra, uma evolução, que surgiu no âmbito do Projecto MICROGRIDS, o antecessor do projecto no qual estes trabalhos se inserem.

2.2 Evolução da Produção Distribuída

2.2.1 Conceitos

A definição de produção distribuída, dependendo da sua origem, tem diversas formulações. Existe alguma falta de consenso [7] que, pode dizer-se, é originada, pelo menos parcialmente, pelos numerosos critérios que podem ser usados para a sua definição [6, 8]:

- Localização: considera-se tipicamente na rede de distribuição, mas alguns autores, segundo [8], consideram também a rede de transporte;
- Nível de tensão no ponto de interligação (transporte/distribuição): este critério tende a não ser suficientes para caracterizar a PD por os níveis de tensão da grande distribuição se sobrepor por vezes com níveis de tensão da rede de transporte, variando estas definições de país para país;
- Capacidade de produção: o que aparenta ser um dos critérios mais óbvios é também um dos menos consensuais, em grande parte devido às diferentes capacidades admissíveis impostas pelos diferentes pontos de interligação que possam ser reconhecidos nos dois itens anteriores;
- Serviços fornecidos: controlo de tensão e potência reactiva;
- Tecnologia de produção: apesar de poder ser útil incluir nesta definição as tecnologias de produção que podem ser utilizadas, a facilidade com que algumas delas permitem a produção desde alguns kW até às centenas de MW (turbinas a gás, por exemplo) pode tornar a inclusão deste critério um pouco irrelevante;
- Modo de operação: como normalmente a PD tende a escapar ao controlo dos operadores do sistema (não é despachável nem sujeita a preços de mercado), estes factores podem ser utilizados para refinar a definição de PD;
- Área de influência: a área de fornecimento de energia (a mesma rede de distribuição) é por vezes referida como um critério para definir a PD, mas é de difícil atribuição pois requer a análise de trânsitos de potências;
- Propriedade das instalações de produção: apesar de se referir por vezes que a PD deve ser independente dos produtores tradicionais de energia eléctrica, de um ponto de vista técnico esta distinção não é relevante.

Foi, assim, com base em alguns destes critérios que os países que participam no CIRED (*Congrès International des Réseaux Électriques de Distribution*, no original em língua francesa) responderam a um questionário em 1999 [7], definindo a produção com base nos níveis de tensão, no ponto de ligação (adjacente a pontos de consumo), na tecnologia utilizada ou no facto de não ser despachável, por exemplo.

Um grupo de trabalho do CIGRÉ (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*, no original em língua francesa) tem também uma definição própria para PD [7], caracterizando-a pela capacidade (até 50-100 MW), ponto de interligação (tipicamente na rede de distribuição) e modo de operação (não sujeita a planeamento nem despacho centrais).

O IEEE define produção distribuída como sendo aquela com origem em unidades de produção com uma dimensão de tal modo reduzida que a sua ligação pode ser feita praticamente em qualquer ponto da rede [6]. Esta definição é de certo modo extraída de [9], onde se incluem também os dispositivos de armazenamento e enfatiza a pequena dimensão dos elementos electroprodutores (de menos de 1 kW até às dezenas de MW), considerando sempre que a sua localização é próxima das cargas.

Ao contrário das definições já referidas, a proposta da IEA [10] caracteriza-se por excluir restrições relativas à capacidade de produção das fontes de energia, referindo-se apenas à sua localização: nas instalações do consumidor ou redes de distribuição e fornecendo energia a estas.

A definição proposta por [8] assenta no critério de localização, identificando a PD como sendo aquela ligada directamente na rede de distribuição ou nas instalações do consumidor (mesmo quando o consumidor se encontra directamente ligado à rede de transporte). Note-se também que o facto de os recursos renováveis se encontrarem distribuídos determina desde logo a dispersão geográfica das unidades de produção que deles dependem.

Do ponto de vista deste trabalho, interessa considerar com particular atenção apenas a parte da definição que diz respeito à rede de distribuição em MT visto ser até este nível de tensão que o conceito de Multi-Micro-Rede se aplica, como será exposto em detalhe no Capítulo 3. Comparando as diversas definições apresentadas, o ponto em comum que mais vezes surge referido ou realçado é, sem dúvida, o facto de a PD consistir em unidades de produção de energia localizadas possivelmente em todos os níveis de tensão da rede de distribuição. Isto conduz a que a estrutura representada na Figura 2.1 tenha progressivamente evoluído para a estrutura apresentada na Figura 2.2.

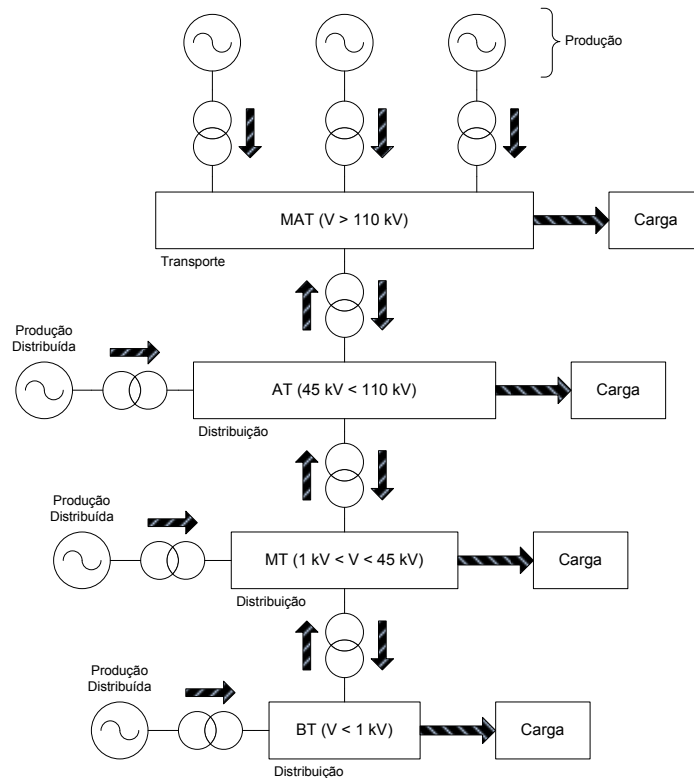


Figura 2.2 – Integração da PD na rede de distribuição [4, 5]

Como se procurou ilustrar na Figura 2.2, a instalação de unidades de produção de energia em pontos da rede que, à partida, não estariam predestinados a essa função obriga a uma alteração no modo como são habitualmente vistos os trânsitos de potência numa rede radial.

O conceito de DER (*Distributed Energy Resources*, na literatura anglo-saxónica) [11] surge do facto de estas unidades de produção de energia poderem também ser associadas a dispositivos de armazenamento e cargas controláveis. A instalação em grandes quantidades de dispositivos com estas características nas redes de distribuição conduz a uma mudança de paradigma no funcionamento dos sistemas eléctricos de energia. Esta mudança surge em contraste com a visão existente até hoje de uma rede de distribuição “passiva”, onde se procuravam antecipar todos os problemas de controlo na fase de planeamento e (quase) nenhuma intervenção de controlo era possível posteriormente à implementação da rede.

A disseminação de PD na rede tem vindo a ser limitada por esta visão, uma vez que os níveis de penetração admissíveis tendem a ser determinados com base em regras baseadas em cenários conservadores (máxima produção para a menor carga, por exemplo) [11]. Recorrendo à resolução de trânsitos de potências probabilísticos ou a simulações de Monte Carlo, pode-se avaliar a probabilidade de ocorrência de impactos negativos que a elevada penetração de PD pode originar (por exemplo, nos níveis de tensão) [11]. No entanto, estes problemas continuam a poder ocorrer e são de difícil controlo e monitorização.

A transição de uma rede de distribuição passiva para uma rede activa permitirá, por outro lado, maximizar a utilização da rede já existente e o potencial da produção distribuída, permitindo níveis de penetração inimagináveis até há pouco tempo atrás. A coordenação do despacho de produção, do controlo de tomadas de transformadores e de reguladores de tensão, da gestão da potência reactiva e da reconfiguração do sistema é um exemplo do tipo de técnica que pode ser aplicada numa rede activa [12].

A gestão activa das redes de distribuição pode permitir ainda que o equilíbrio entre produção e carga seja mais bem conseguido e que a produção distribuída possa contribuir com o fornecimento de serviços de sistema. É possível, ainda, permitir a monitorização e controlo da rede, em tempo real e de um modo generalizado, através da comunicação bidireccional com todos os dispositivos já mencionados, aos quais se podem juntar as cargas controláveis. As decisões de controlo e gestão podem ser apoiadas por funções de estimação de estado, trânsito de potências ou outras de modo a poderem ser tomadas do modo mais correcto.

Com estas medidas, de aplicação gradual [12], termina efectivamente a política habitual segundo a qual muito do equipamento de PD era ignorado após a instalação, conduzindo à conhecida designação “fit and forget”, na literatura anglo-saxónica.

Estas medidas permitem também que o aumento da penetração da PD na rede de distribuição seja acompanhado de uma melhoria dos custos de operação, uma vez que a transição para uma filosofia de gestão activa da rede permite incrementar os níveis de produção distribuída sem haver necessidade de investimentos em reforços da rede. No entanto, os limites continuam a existir e apenas uma utilização conjunta e coordenada de todas estas novas componentes de gestão activa da rede permitirá maximizar a integração em larga escala de PD [12].

Como se verá em detalhe na Secção 2.5, a agregação de elementos de DER (incluindo estruturas de comunicação e controlo) que operam segundo as filosofias já referidas, possibilita a criação de unidades que podem funcionar autonomamente se assim for requerido, sendo denominadas de micro-redes (ou *MicroGrids*, na literatura em língua inglesa).

2.2.2 Factores de Mudança

Actualmente é perceptível através da comunicação social que existe uma tendência para o aumento da produção distribuída. Os factores que contribuem para tal facto não partem de entidades tradicionalmente ligadas ao sector eléctrico (empresas de produção, transporte ou distribuição), mas encontram-se antes associados a questões comerciais, competitivas ou ambientais [7].

Sendo este aumento da penetração da PD uma realidade que, em muitos casos, é apoiada pelos governos devido aos possíveis impactos positivos de ordem ambiental e económico-social [11], uma atitude proactiva por parte das entidades do sector eléctrico será certamente a correcta, permitindo um melhor aproveitamento futuro de todas as potencialidades que a PD traz.

Deste ponto de vista, apresentam-se nos pontos seguintes os principais factores de mudança que podem potenciar o crescimento e a adopção da PD no futuro [11]:

Questões Ambientais

Desde a aprovação do Protocolo do Kyoto que muita atenção é prestada pela comunidade aos níveis de emissão de gases com efeito de estufa. Este facto tem fomentado a procura de novas fontes de energia, com menos emissões de CO₂ e mais limpas do que as actualmente em uso.

A instalação na rede de unidades de PD conduz a uma redução equivalente na produção com origem em centrais convencionais, que utilizam principalmente combustíveis fósseis. No caso da instalação de PD com origem em fontes renováveis, ocorrerá uma diminuição proporcional das emissões [13]. O grande rendimento combinado da PD do tipo CHP (*Combined Heating & Power*, na literatura anglo-saxónica) permite também considerar que os níveis de emissões são comparativamente reduzidos [10] o que a pode tornar atractiva em aplicações muito diversificadas.

No entanto, a combinação da PD com a gestão activa da rede pode contribuir claramente para diminuir as perdas nas linhas devido à redução dos trânsitos de potência [13] o que, indirectamente, permite reduzir as emissões com origem nas centrais convencionais já existentes.

Outro contributo que se pode classificar como tendo carácter ambiental relaciona-se com o que foi referido no parágrafo anterior. A potencial redução dos trânsitos de potência que a utilização correcta da PD pode produzir conduz também à redução do congestionamento das linhas e transformadores. Assim, se convenientemente considerada no planeamento das redes, a inclusão da PD permite adiar o investimento em reforço de linhas ou transformadores [14]. Adicionalmente, a produção acrescida pode permitir adiar a construção de novas centrais convencionais de grandes dimensões [11]. Tendo em conta que a criação de novos corredores para a passagem de linhas pode ser vista como uma questão ambiental, também devido a razões estéticas (para além de ser actualmente um problema social complexo), e que as centrais convencionais se encontram sob forte escrutínio da opinião pública, toda a contribuição que a PD possa dar para limitar controvérsias com esta origem será bem-vinda.

Questões Económicas

O elevado risco financeiro associado à construção de grandes centrais de produção de energia eléctrica tende a desencorajar a sua edificação e a favorecer o investimento em instalações de pequena dimensão (produção distribuída, por exemplo) uma vez que o risco a elas associado é menor [11]. Adicionalmente, o facto de este tipo de tecnologia ser geralmente de instalação rápida e de construção modular, facilmente expansível [10], reduz ainda mais o risco assumido pelas entidades exploradoras ou investidoras e torna mais interessante a integração de PD na rede de distribuição, uma vez que permite acompanhar com relativa facilidade o crescimento dos consumos.

Este clima de competitividade é também responsável, em simultâneo, pelo grau de desenvolvimento tecnológico que se pode observar nos últimos anos no que diz respeito aos sistemas que podem ser destinados à PD. Os sistemas já em comercialização (alguns dos quais descritos na Secção 4.2) vêm alargar o leque de escolhas à disposição dos consumidores e incluem-se na definição mais alargada de DER, anteriormente referida, por incluírem sistemas avançados de armazenamento de energia. Esta diversidade de sistemas no mercado permite aos diferentes consumidores definir com relativa facilidade aquilo que melhor se adequa às suas necessidades.

Por outro lado, as entidades com intervenção na gestão da rede podem procurar orientar os investimentos em PD com recurso a incentivos que, como se sublinha em [14], deverão ser baseados nos benefícios reais que as instalações de PD induzem e não em reduções fiscais, subsídios ou outros apoios governamentais mais artificiais. Alguns dos benefícios que podem justificar os incentivos referidos, assim como sugestões de aplicação, são referidos sucintamente nos parágrafos seguintes.

Não é necessário referir o quão importante a fiabilidade do fornecimento de energia eléctrica é para o consumidor actual. Toda a interrupção de fornecimento acarreta geralmente custos consideráveis, razão pela qual se justificam investimentos apreciáveis para as evitar. A produção distribuída pode ter um contributo importante para a minimização destas interrupções, principalmente se lhe for permitido operar em modo isolado, permanecendo a alimentar pelo menos algumas das cargas enquanto o resto da rede aguarda a recuperação da falha [15]. Como foi brevemente referido na Secção 2.2.1, o conceito de micro-rede já prevê esta possibilidade e em [15], por exemplo, é proposto um método de avaliação do contributo destas soluções para a melhoria dos índices de fiabilidade.

Alguma da produção distribuída existente na rede de distribuição poderia considerar-se como estando já instalada, mas sob outra forma: a grande quantidade de geradores de emergência que, na generalidade dos casos, não são autorizados a operar em paralelo com a rede. Se esta situação fosse alterada, passaria a existir o potencial real para a limitação dos picos de consumo dos diagramas de carga diários. A redução destes picos apresenta vantagens em dois pontos principais:

- Tende a reduzir os gastos com energia eléctrica devido à redução da procura de ponta, altura em que os preços costumam ser mais elevados [16];
- Tende a reduzir o congestionamento em linhas importantes e ajudar a suprir necessidades pontuais elevadas, evitando assim possíveis *blackouts* [17].

Adicionalmente, pelo facto de se encontrar próxima dos pontos de consumo, a produção com origem nestes geradores de emergência tende a evitar alguns dos custos associados ao uso das redes, nomeadamente no que diz respeito às perdas na rede [16] (factor que, adicionalmente, compensa em parte a menor eficiência, habitual neste tipo de sistemas produtores).

Como foi já referido no ponto anterior associado às questões ambientais, a produção distribuída tem o potencial para evitar ou atrasar o reforço de linhas e transformadores e a construção de novas centrais ou subestações (ou expansão das já existentes). Esta capacidade para evitar ou adiar o investimento em infra-estruturas advém, em grande parte, da modularidade e localização da PD, que lhe permite acompanhar o crescimento das cargas no sistema, limitando assim o modo como este aumento se faz sentir sobre as estruturas tradicionais de transporte e produção [18].

O conjunto de serviços genericamente denominados como serviços de sistema é normalmente remunerado sempre que prestado por unidades convencionais. Com o advento da gestão activa das redes e a elevada penetração de produção distribuída, é expectável que a contribuição de grupos de sistemas de PD possa ser também compensada economicamente por prestar serviços de sistema na rede de distribuição [11] (sistemas individuais de pequena dimensão tenderão a ter uma contribuição demasiado incipiente para ser considerada). Caso não seja prestada este tipo de contribuição, a PD instalada irá contribuir apenas para reduzir os níveis de produção de potência activa dos grandes produtores centralizados sem acomodar, em simultâneo, as responsabilidades adicionais que estes têm ao nível do controlo de frequência, controlo de reactiva, gestão de reservas e controlo de níveis de tensão, por exemplo. Isto conduzirá a um acréscimo dos custos de exploração do sistema os quais podem ser limitados evitando a instalação de PD passiva.

A redução de perdas na distribuição foi um dos potenciais benefícios da PD já referido e o assunto tem vindo a ser estudado por diversos autores desde há já algum tempo [19, 20]. O facto de as entidades reguladoras incentivarem as operadoras das redes de distribuição a diminuírem as perdas [21] pode conduzir, por sua vez, a que estas operadoras atribuam incentivos aos donos de instalações de PD proporcionais às perdas evitadas. Para conseguir atribuir estes incentivos correctamente é necessário determinar a contribuição que cada instalação de produção distribuída tem para a redução de perdas, o que pode ser feito do modo descrito em [22, 23], por exemplo. Existem também estudos, como o apresentado em [24], que procuram identificar a melhor localização para a instalação de PD. No entanto, a utilidade desta abordagem pode ser considerada limitada se tivermos em conta que quem instala sistemas de produção distribuída pretenderá fazê-lo perto das suas próprias instalações de consumo e não em locais definidos pelo gestor da rede de distribuição [18].

Questões Estratégicas

Actualmente tem havido uma atenção permanente sobre os recursos energéticos e o preço dos produtos petrolíferos. O recente pico no preço do petróleo alertou o mundo (uma vez mais) para a dependência que a civilização dele tem, o que tornou de novo actual a discussão sobre fontes de energia alternativas e independência energética.

Uma vez que o bem-estar social depende actualmente, em larga medida, de um fornecimento continuado de energia, é necessário assegurar que no futuro seja possível manter este fornecimento sem interrupções e conservar reservas energéticas confortáveis. Espera-se que a produção distribuída possa dar um contributo importante para esta função, particularmente em duas vertentes [11]:

- Estando, por definição, dispersa pela rede e potencialmente próxima dos consumidores, qualquer falha tem um impacto muito reduzido quando comparado com uma central ou linha de transmissão convencional.
- Dado que o petróleo, tudo o indica, irá aumentar significativamente o seu preço no futuro, é evidente o interesse pela redução da dependência deste produto e pela diversificação de fontes de energia. A PD possibilita esta diversificação pois pode usar uma grande variedade de recursos energéticos, alguns deles renováveis, ao passo que as centrais convencionais que não a carvão tendem a usar combustíveis fósseis provenientes de países tradicionalmente instáveis.

Outro factor estratégico relaciona-se com a importância que os países dão, nas políticas que adoptam, ao desenvolvimento de novas tecnologias como motor de desenvolvimento social e económico. Assim, uma das razões para o incentivo ao crescimento da PD pode ser, tão simplesmente, a ideia de que a adopção destas políticas irá contribuir para o enriquecimento dos países, diminuição do desemprego e melhorias do bem-estar social.

2.3 Questões Técnicas

As redes de distribuição, habitualmente com uma estrutura radial, não foram pensadas para possibilitar a injeção de potência em qualquer local. Os principais problemas que podem resultar de uma forte presença de PD nas redes de distribuição são os seguintes:

1. Inversão dos transítos de potências em relação ao sentido típico (da subestação para os consumidores);
2. Variações nos perfis de tensão;
3. Dificuldades na coordenação das protecções.

Adicionalmente, devido ao tipo de tecnologias utilizadas ou às estratégias de operação adoptadas, outros problemas técnicos podem ser identificados. Muitos deles são passíveis de ser minorados se for utilizada a abordagem integrada, de gestão activa da rede, que tem sido preconizada [11]. Nos pontos seguintes procura-se discutir as questões técnicas mais relevantes cuja análise não pode ser descurada para a correcta integração de PD em redes de distribuição. Tentará aprofundar-se um pouco mais a discussão nos pontos mais importantes para este trabalho, nomeadamente no que diz respeito à operação em modo isolado e à variação dos perfis de tensão.

2.3.1 Perfis de Tensão

Como foi já referido, a integração em larga escala de produção distribuída pode ter um efeito prejudicial (mas também benéfico) nos perfis de tensão. A situação mais problemática acontece quando as cargas da rede se situam em valores baixos e a PD se encontra a produzir próximo do seu máximo. No caso de se considerar, como tem vindo a ser a regra, que a rede é passiva e que a PD funciona apenas como uma “carga negativa”, os limites permitidos para as potências de produção distribuída a instalar serão muito limitados.

Na Figura 2.3 pode ver-se, de um modo simplista, a influência que a produção distribuída pode ter nos perfis de tensão ao longo de um ramal da rede de distribuição.

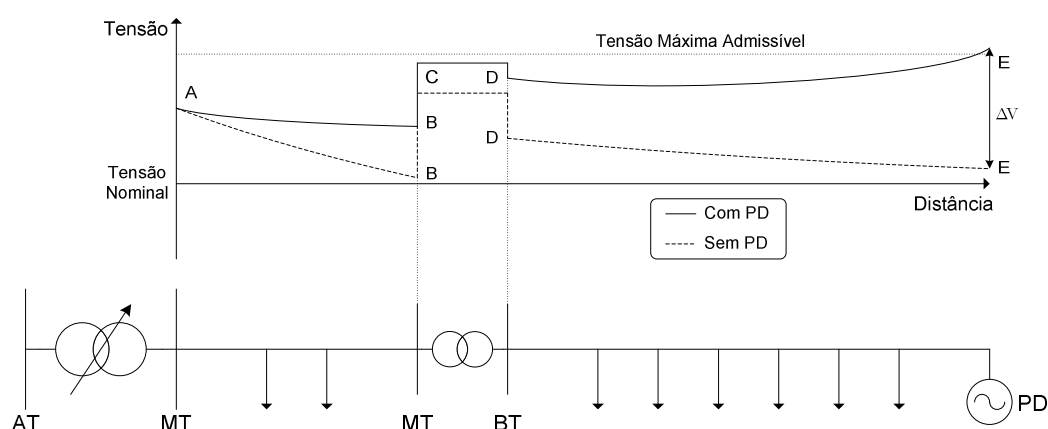


Figura 2.3 – Influência da produção distribuída nos perfis de tensão (adaptado de [25])

Nesta figura identificam-se os seguintes pontos principais:

- A – Tensão inicial mantida constante pelo transformador com regulação automática em carga;
- A-B – Neste troço de MT ocorre uma queda de tensão dependente da carga;
- B-C – O transformador MT-BT eleva a tensão (em p.u.) em um valor fixo pois não dispõe de regulação automática das tomadas;
- C-D – O transformador MT-BT introduz uma queda de tensão dependente da carga;
- D-E – No troço de BT ocorrem quedas de tensão dependentes da carga (a forma do perfil de tensão deve-se à PD no extremo da linha, a qual se considerou ter as cargas distribuídas em toda a sua extensão);
- ΔV – Elevação de tensão no extremo da linha devida à introdução de PD (note-se que a tensão neste ponto pode ultrapassar o valor máximo admissível).

Considerando a existência de um transformador intermédio (MT-BT, neste caso) que não dispõe de regulação automática das tomadas em carga, este estará regulado de modo a assegurar uma tensão aceitável aos consumidores mais distantes em situações de carga máxima. Neste caso, uma instalação de produção

distribuída instalada no fim do ramal pode fazer subir a tensão acima do valor nominal podendo esta atingir valores considerados prejudiciais para o sistema, principalmente em situações de baixa carga.

A causa deste efeito de elevação de tensão provocado pela injeção de potência pode ser ilustrada com a ajuda da Figura 2.4 [26]. Nesta figura encontram-se representados dois barramentos interligados por uma linha de impedância Z , sendo que o primeiro está ligado ao resto da rede de distribuição e no segundo encontram-se ligados uma fonte de PD (P_G, Q_G), uma carga (P_L, Q_L) e um compensador de energia reactiva (Q_C). A tensão no barramento 1 é regulada por meio de um transformador com regulação automática das tomadas em carga (OLTC – *On-Line Tap Changing*, na literatura em língua inglesa).

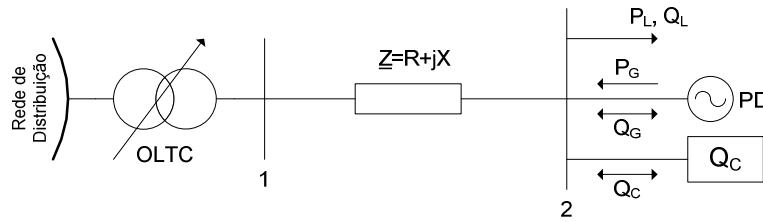


Figura 2.4 – Esquema para ilustração do efeito de elevação de tensão [26]

A tensão no barramento 2 (V_2) pode ser calculada pela expressão seguinte [26]:

$$V_2 \approx V_1 + R(P_G - P_L) + X(\pm Q_G - Q_L \pm Q_C) \quad (2.1)$$

É importante realçar que a injeção de potência activa tem um papel muito importante na variação de tensão sempre que a resistência das linhas não é muito menor que a reactância. Este é o caso das redes de distribuição uma vez que as linhas tendem a ter uma componente resistiva mais marcada do que, por exemplo, nas redes de transporte. Podem, assim, surgir aumentos de tensão consideráveis mesmo quando o trânsito de potência reactiva para a carga (Q_L) é apreciável.

A importância da limitação destes aumentos de tensão indesejados conduziu a que fossem criadas regras para este efeito. Estas regras, muitas vezes um pouco simplistas, consistem, por exemplo, na limitação da potência a instalar num determinado ponto da rede a 4 ou 5% da potência de curto-circuito nesse local [25]. Este dimensionamento pessimista pode aplicar-se apenas a uma pequena percentagem das situações reais e pode tender a conduzir ao desaproveitamento de locais com boa capacidade para instalação de PD. Por esta razão, e como foi já referido, existem alternativas que recorrem a trânsitos de potência probabilísticos e técnicas de simulação de Monte Carlo para procurar contabilizar a probabilidade de ocorrência deste tipo de problema de tensão [11].

Se a filosofia de rede passiva for ultrapassada, isto significa que se admite a utilização de sistemas de gestão activa da rede, limitando o efeito de elevação de tensão e permitindo a ligação de mais PD na rede

de distribuição. Existem, na literatura, diversas abordagens para este efeito. Por exemplo, os autores de [26] propõem três alternativas:

- Corte temporário de produção, principalmente durante períodos de carga reduzida;
- Absorção de potência reactiva (note-se que esta abordagem aumenta as perdas na rede de distribuição);
- Controlo coordenado entre o OLTC e a PD.

Em [27] é proposta uma implementação particular para os controladores automáticos de tensão (AVC – *Automatic Voltage Control*, na literatura anglo-saxónica) dos OLTC, cujo controlo revelou ser a abordagem mais eficaz das três apresentadas em [26]. A implementação recorre a um estimador de estado pois os autores reconhecem que não há, habitualmente, abundância de medições nas redes de distribuição.

É também possível supor que, para além de procurar controlar o efeito de elevação de tensão provocado pela sua própria introdução, a PD se encontra em condições de fornecer serviços de sistema à rede, nomeadamente no contexto do controlo de tensão, gestão de potência reactiva e minimização de perdas. Para além do apoio adicional que pode dar aos controlos de tensão já instalados, uma das vantagens mais referidas do recurso à PD para este fim é o facto de poder ter um tempo de reacção muito mais rápido que os tradicionais OLTC, mecânicos. Na literatura encontram-se diversos exemplos de propostas deste tipo de aplicação.

Em [28] é apresentada uma abordagem para efectivar o controlo integrado de tensão e potência reactiva em redes de AT contendo elevadas quantidades de elementos controláveis (parques eólicos, mini-hídricas, OLTC e bancos de condensadores) passíveis de contribuir em conjunto para minimizar as perdas na rede. Em [29] é apresentado um trabalho que pode ser considerado como uma evolução do anteriormente referido, uma vez que aborda um problema semelhante mas agora aplicado a estruturas de maiores dimensões, hierarquizadas. A principal diferença relaciona-se com o facto de incluir também micro-redes no elenco dos elementos controláveis. A inclusão das MG é concretizada partindo do princípio que existe uma estrutura hierárquica de controlo e comunicações abrangendo uma porção significativa da rede de distribuição¹.

Em [30] é apresentada outra visão integrada de gestão activa da rede. Tal como as anteriores, exige a existência de uma rede de comunicações competente e de um conjunto de controladores adequados junto dos dispositivos a gerir.

Em [31] é proposta uma metodologia baseada num Sistema Multi-Agentes (MAS – *Multi-Agent System*) com a função de proceder ao despacho automático da PD de forma a regular a tensão em conjunto com os controladores de tensão ligados aos OLTC da subestação a montante. Note-se que, no entanto, o sistema em causa não tem especificamente em conta o fenómeno de elevação de tensão devido à PD nem

¹ Tal como se considera neste trabalho, mas relativamente ao controlo de frequência.

a comparativamente baixa relação X/R característica das redes de transmissão (considerando que os trânsitos de potência activa e reactiva respondem, respectivamente, aos ângulos e módulos das tensões nodais).

2.3.2 Correntes de Curto-Circuito

A produção distribuída tem também influência sobre as correntes de curto-circuito em caso de ocorrência de defeitos na rede. Para além dos impactos nos níveis de tensão, já discutidos, e das questões relativas à qualidade da onda de tensão (que são referidas na Secção 2.3.4), as correntes de curto-circuito são outro dos factores limitadores da decisão de instalar PD num determinado ponto da rede.

Em redes de distribuição de MT e BT, tipicamente radiais, as correntes de curto-circuito tendem a ser limitadas pelas impedâncias dos transformadores e outros elementos a montante. Isto acontece devido ao facto de se procurar limitar as quedas de tensão, muito importantes neste tipo de redes. Assim, o sistema costuma encontrar-se dimensionado para funcionar próximo do seu limite, pelo que mesmo uma pequena contribuição para as correntes de curto-circuito por parte da PD pode ser suficiente para ultrapassar os limites de projecto [32], podendo colocar em causa a operação, durabilidade ou mesmo a integridade de uma série de elementos (protecções, transformadores, barramentos, cabos, etc.). Este facto dá grande relevância ao cálculo adequado destas correntes de curto-circuito de modo a possibilitar o correcto dimensionamento destes elementos.

Quando são utilizados sistemas convencionais de produção de energia eléctrica a norma IEC 60909 é suficiente para determinar as correntes de curto-circuito iniciais e em redes de distribuição a sua utilização permanece geralmente válida [32]. Pode-se, assim, calcular a contribuição de toda a rede a montante, motores, cargas tradicionais, geradores convencionais (síncronos) e geradores assíncronos, mesmo quando dispõem de conversor de electrónica de potência no rotor (DFIM – *Doubly-Fed Induction Machine*, na literatura em língua inglesa).

A contribuição de novos sistemas de produção de energia, mais especificamente, dos sistemas equipados com conversores de electrónica de potência, seria de análise mais difícil, uma vez que o seu comportamento é extremamente dependente do modo como o conversor se encontra programado. No entanto, numa abordagem simples, baseada em dados experimentais e na pouca informação disponibilizada pelos construtores, é possível assumir que durante um defeito a corrente injectada por estes inversores (I_k) é constante e dada por [32, 33]:

$$I_k = k \times I_{nom} \quad (2.2)$$

Na expressão anterior, I_{nom} é a corrente nominal do conversor e k pode variar entre 1.5 e 2 (entre 1.2 e 1.5, segundo [34] ou de 1 a 4, segundo [35]). Esta corrente pode manter-se durante um determinado período de tempo máximo e é um parâmetro de concepção do conversor.

Ao passo que em [33, 34] é usada a expressão (2.2) associada a uma fontes de corrente, em [36] é utilizado um modelo detalhado da PD baseada em conversores de electrónica de potência, sendo que as correntes de curto-circuito são determinadas em todos os casos através de simulações dinâmicas.

2.3.3 Sistemas de Protecção

Um pouco na sequência da discussão da secção anterior (Secção 2.3.2), impõe-se referir os problemas que a integração de produção distribuída pode colocar aos sistemas de protecção instalados nas redes de distribuição. Com efeito, o impacto que a PD tem nas correntes de curto-circuito pode implicar a necessidade de um redimensionamento das protecções instaladas. Por outro lado, o facto de as redes de distribuição serem tipicamente radiais para os níveis de tensão em causa (MT e BT) e unidireccionais dos níveis de tensão mais altos para os mais baixos, faz com que as protecções habituais de máximo de intensidade tenham que ser repensadas devido à possibilidade de inversão dos fluxos de potência causada pela PD. As novas protecções têm de assegurar a compatibilidade com a reversão do sentido dos fluxos de potência e garantir o disparo no caso de defeitos do lado MT da rede (para injeções do lado BT) [9].

Como foi referido, quando a protecção em uso é do tipo de máximo de intensidade, a inclusão de PD na rede de distribuição pode afectar negativamente a coordenação destas protecções levando à interrupção do fornecimento de energia a zonas da rede não afectadas pelo defeito. A solução aparentemente mais simples para este problema é instalar protecções individuais em cada instalação de produção distribuída de modo a que estas saiam de serviço imediatamente após a ocorrência de um defeito, permitindo o funcionamento das restantes protecções conforme inicialmente previsto. No entanto, quando os níveis de integração de PD começam a ser muito elevados, a súbita perda de potência gerada pode ser deveras prejudicial. Os sistemas SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) poderão permitir a coordenação dinâmica dos sistemas de protecção permitindo limitar a zona isolada em caso de defeito ao mínimo essencial [37].

Para além dos problemas relacionados directamente com a coordenação entre protecções, detalhadamente tratados em [38], outros problemas mais complexos podem surgir:

- Problemas com o fecho automático das protecções que actuaram devido a falhas temporárias (contornamentos, por exemplo);
- Formação indesejada de ilhas;
- Protecções que não actuam devido a insuficientes correntes de curto-circuito (devido às limitações dos conversores de electrónica de potência ou devido ao efeito da impedância da PD integrada na rede [39]).

Os dois primeiros pontos estão relacionados e encontram-se discutidos com algum detalhe em [39, 40]. Em caso de defeito que isole uma porção da rede onde se encontre PD a funcionar, esta zona vai permanecer alimentada por esta produção distribuída. Em regra, este tipo de operação não é permitido por ser problemático em diversos aspectos: a religação automática desta parte da rede à restante é complicada; é difícil garantir a qualidade da onda dentro da ilha; colocam-se problemas de segurança ao pessoal que trabalhe nas redes ainda alimentadas pela PD em serviço. Assim, é imposto normalmente à PD que saia de serviço no caso de a zona da rede onde se encontra ficar isolada (*Loss-Of-Mains* – LOM, na literatura anglo-saxónica). A detecção de LOM pode ser implementada de diversas formas e é possível instalar-se localmente nas unidades de PD ou centralmente, sendo neste caso gerida remotamente através de um sistema de comunicações [40]. Principalmente no caso de haver lugar ao fecho automático de protecções, é essencial que a PD saia de serviço antes deste fecho automático ocorrer de modo a que o arco (o contornamento que originou o defeito) se possa extinguir completamente.

Com a desejada movimentação do sentido de uma gestão activa da rede, surge a ideia de manter a produção distribuída em serviço e assim assegurar ilhas com a intenção de manter o maior número de clientes servidos durante a ocorrência de defeitos. Isto só é possível se a zona da rede em causa puder ser completamente isolada e a PD nela existente tiver capacidade para assegurar os valores adequados de frequência e tensão e conseguir posteriormente ressincronizar-se com o resto da rede de distribuição [40].

As alterações no funcionamento dos sistemas de protecção, induzidas pela produção distribuída, vão exigir o desenvolvimento de nova regulamentação que permita a implementação de sistemas com a capacidade para explorar convenientemente as potencialidades da PD.

2.3.4 Qualidade da Onda de Tensão

Na Secção 2.2.2 foi já referida sucintamente a influência que a produção distribuída pode ter na fiabilidade do fornecimento de energia. No caso de a PD apresentar um qualquer defeito que obrigue à actuação de protecções da rede onde ela se encontra instalada, a influência é claramente negativa. Por outro lado, caso haja uma falha na rede de distribuição e a PD seja autorizada a permanecer em serviço a alimentar as cargas mais próximas, numa pequena ilha, a influência é benéfica. No entanto, a produção distribuída, devido às suas características particulares, pode também alterar a qualidade da onda de tensão, sendo esse o ponto principal aqui tratado. Neste contexto, os problemas que se podem identificar são fundamentalmente os seguintes:

- Variações de tensão (*flicker* e flutuações de tensão), associadas ao arranque e paragem de instalações de PD, variações rápidas de produção, arranque de motores, por exemplo [35];
- Cavas de tensão;
- Harmónicos.

Do ponto de vista do impacto provocado pela PD, estas perturbações são muito dependentes da rede no ponto de interligação e do tipo de tecnologia utilizada. Para o caso das variações de tensão, a velocidade de resposta do regulador de tensão responsável por dessa zona pode ser também muito importante [41].

No que diz respeito especificamente aos harmónicos, os geradores síncronos ligados directamente à rede tenderão a produzir tensões sinusoidais ao passo que a PD ligada por intermédio de conversores de electrónica de potência tenderá a injectar harmónicos ímpares de ordem mais elevada que o 3º. No entanto, a tecnologia mais recente que utiliza conversores auto-comutados com *Gate Turn-Off Thyristors* (GTO) ou *Insulated Gate Bipolar Transistors* (IGBT) utiliza habitualmente frequências de comutação suficientemente elevadas para se poder considerar que os harmónicos de baixa frequência (mais inconvenientes) são praticamente inexistentes [35, 41].

Existem, na literatura, diversas propostas que procuram reduzir o impacto das perturbações referidas. Relativamente às variações indesejadas de tensão, em [42] sugerem-se dois métodos para minimizar o seu impacto recorrendo a sistemas de PD:

- O funcionamento temporário em micro-rede, com o sistema de PD a alimentar as cargas mais sensíveis durante a permanência da perturbação de tensão;
- A compensação série através de um conversor adicional ligado entre a rede (através de um transformador) e o barramento DC do conversor original.

A utilidade de filtros para reduzir harmónicos é reconhecida em [43]. Um possível sistema de filtro activo para esse efeito é apresentado em [44] e é, em traços gerais, uma técnica de controlo que pode ser integrada nos sistemas de PD interligados com a rede através de conversores de electrónica de potência. Estes filtros activos irão actuar localmente, injectando potência não activa de modo a corrigir as distorções observadas nas formas de onda da corrente, mas podem também cooperar entre si utilizando técnicas de MAS (*Multi-Agent System*).

2.3.5 Estabilidade

A consideração tradicional de que a rede de distribuição é passiva conduziu a que nunca se tenha prestado muita atenção aos estudos de estabilidade neste tipo de redes, desde que ligadas a uma rede de transporte estável [11]. No entanto, o aumento da integração de PD na rede de distribuição começa a levantar questões relativas à estabilidade do conjunto do sistema.

A possível instabilidade pode ser vista geralmente como surgindo da interacção da rede com a PD instalada: no seguimento de algum tipo de perturbação na rede (um defeito, uma grande variação de tensão, a perda de uma linha, uma brusca variação de carga, etc.), a PD que se encontra a fornecer energia para essa mesma rede de distribuição pode até sair de serviço. No caso de a perturbação afectar grandes volumes de PD, o seu impacto pode chegar a afectar a estabilidade da rede de transporte [45]. No entanto, o impacto real para o sistema depende de factores como:

- Dimensão e quantidade das unidades de PD afectadas [45];
- O tipo de PD instalada e o modo como se encontra interligada com a rede (se são máquinas síncronas ou assíncronas [46] e se utiliza ou não conversores de frequência, por exemplo);
- As características da rede nos pontos de ligação das unidades de PD [47].

A saída de serviço da produção distribuída pode ter impacto a vários níveis, os quais não deverão deixar de ser considerados [11, 47]:

- Estabilidade transitória;
- Estabilidade de tensão (colapso de tensão);
- Estabilidade de frequência (fundamentalmente em sistemas de pequena dimensão, isolados).

Para evitar todo o tipo de problemas associados à saída de serviço indesejada da PD, pode-lhe ser exigido que tenha um determinado grau de tolerância a condições de operação menos favoráveis. Por exemplo, relativamente à produção eólica instalada actualmente, os operadores do sistema requerem que as unidades disponham de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão [48, 49], eventualmente provocados por defeitos temporários (contornamentos, por exemplo), evitando assim a perda súbita de uma potência gerada que pode actualmente atingir um volume muito importante. Este conceito, por vezes denominado de “Ride Through Fault” (RTF), pode ser alargado para outros tipos de produção distribuída como sugerido em [50] para o caso dos sistemas solares fotovoltaicos e em [51] para o caso geral da PD equipada com conversores de electrónica de potência. Pode acrescentar-se, a título de exemplo, que a capacidade de RTF será obrigatória na Alemanha a partir de 1 de Janeiro de 2010, nas instalações PV ligadas na MT [52].

Ainda neste contexto, mostra-se em [47] como a PD pode ter um impacto positivo na minimização de algumas perturbações, partindo do princípio que a PD é estável o suficiente para lhes sobreviver. Este conceito tem assumido actualmente uma maior relevância e em [48] é proposta uma estratégia de controlo (para fontes de energia ligadas à rede através de conversores baseados em electrónica de potência) destinada a melhorar a imunidade da PD às cavas de tensão.

2.3.6 Gestão e Monitorização da Rede

Tal como foi já sugerido em pontos anteriores, a integração em larga escala de produção distribuída pode ser maximizada pela utilização de uma gestão activa da rede de distribuição. Isto é conseguido pois permite-se o abandono de critérios conservadores e possibilita-se a utilização optimizada da rede existente [11], tirando o máximo partido de um conjunto de dispositivos que, apesar de normalmente já existirem, não são habitualmente utilizados de uma forma integrada.

O conceito de gestão activa não pode existir sem uma rede de comunicações bidireccional, interligando todos os dispositivos intervenientes. Será assim possível, no futuro, assegurar a monitorização em tempo real e o controlo em pontos-chave da rede através da comunicação com os controladores de

geradores e cargas controláveis, assim como outros dispositivos reguláveis, tais como compensadores de energia reactiva, reguladores de tensão e OLTC. Recursos como a estimação de estado e a modelização de fluxos de potência, níveis de tensão, correntes de defeito e níveis de segurança poderão ser utilizados para realizar as melhores decisões de gestão da rede de distribuição. Dado o carácter avançado destas medidas, a sua adopção será provavelmente gradual e não simultânea [12].

Em [53], os autores procuram analisar algumas questões relativas à gestão activa de redes com alta penetração de produção distribuída. Os pontos tocados incluem a estimação de estado e a análise custo/benefício da gestão activa (apenas para gestão de níveis de tensão) e do funcionamento em rede isolada (para manter o fornecimento de energia, usando a PD, em caso de falha na rede de distribuição). Os autores concluem que o uso da gestão activa pode maximizar a utilização das infra-estruturas, tendo ainda quantificado os benefícios resultantes da possibilidade de operação em rede isolada.

A importância atribuída aos sistemas de comunicação levou à publicação do IEEE Guide 1547.3-2007 [54], um documento que sugere um conjunto de linhas de orientação para aplicação em sistemas de monitorização, partilha de informação e controlo de PD (ou DER, mais genericamente) quando interligada com a rede eléctrica. As linhas de orientação disponibilizadas destinam-se a facilitar a operação conjunta de elementos de DER, descrevendo funcionalidades, parâmetros e metodologias para a monitorização, partilha de informação entre estes elementos e também para o seu controlo. Este guia está especialmente direccionado para a relação entre grupos de elementos de DER e cargas (que formam, por exemplo, micro-redes em BT – ver Secção 2.5). Isto torna-o particularmente adaptado ao contexto do trabalho aqui apresentado, que se centra na PD em redes MT.

2.3.7 Operação em Modo Isolado

Apesar de não ser ainda amplamente considerada na prática, a operação em modo isolado¹ de partes da rede de distribuição é vista como um modo de, no futuro, vir a melhorar a fiabilidade e a qualidade de energia das redes. No entanto, a filosofia actual de exploração das redes não permite normalmente este tipo de operação, razão pela qual qualquer instalação de produção distribuída costuma estar preparada para, face a perturbações na rede de distribuição, se desligar e evitar continuar a alimentar a zona da rede onde se encontra [35, 55]. Este tipo de operação justifica-se principalmente nas redes de distribuição radiais pela facilidade com que a abertura de protecções conduz à criação de ilhas. Uma rede não radial, com redundâncias intrínsecas, iria requerer a abertura de mais que uma protecção, em pontos-chave, para permitir que surgisse uma ilha.

¹ Este tema foi abordado de modo sucinto em secções anteriores, mas será agora explorado mais aprofundadamente, visto ser o ponto fulcral do trabalho apresentado nesta dissertação.

A operação em modo isolado, em geral, não é actualmente permitida pelos operadores das redes de distribuição devido a diversos factores [55]:

- A segurança dos trabalhadores e dos consumidores é difícil de garantir. Porções da rede podem continuar a ser alimentadas pela PD que se mantém sem serviço mesmo após a porção principal da rede de distribuição ser desligada em resposta a uma qualquer perturbação.
- A operação das protecções é alterada. As zonas isoladas podem deixar de ficar convenientemente ligadas à terra provocando problemas com os sistemas de protecção. Por outro lado, a coordenação das protecções existentes é perturbada devido à súbita mudança na topologia da rede e dos fluxos de potência. Adicionalmente, defeitos que normalmente seriam isolados com facilidade (contornamentos, por exemplo) podem não ser detectados por alguma da PD (principalmente aquela equipada com conversores) e continuarem a ser mantidos indevidamente.
- É difícil garantir a manutenção de valores adequados de tensão e frequência, o que pode comprometer a qualidade da onda nestas situações.
- Os índices de fiabilidade podem ser prejudicados. Logo após o seu surgimento, as ilhas tendem a ficar desfasadas do resto da rede. Os sistemas de fecho automático, ao procurarem efectuar a reposição em serviço das zonas afectadas, vão acabar por tentar ligar secções da rede que estão desfasadas, com todos os problemas que isso acarreta: sobretensões, sobreintensidades e reabertura de protecções, por exemplo.

Por todas estas razões, a detecção do funcionamento em modo isolado de zonas da rede, por parte de unidades de produção distribuída, assume uma grande importância. Esta detecção apresenta um carácter diferente segundo a filosofia de operação da rede [40]:

- Numa abordagem mais conservadora, não é de todo possível admitir a operação em rede isolada. Aqui, a detecção de LOM permite às instalações de PD separarem-se da rede de distribuição e deixar de alimentar a ilha de modo a não manter a operação em modo isolado.
- Actualmente, as unidades de PD começam a ter capacidade de participar na regulação de tensão e frequência. Neste caso, a detecção de LOM possibilita a alteração no modo de funcionamento das unidades de PD, passando a controlar tensão e frequência quando anteriormente se limitavam a injectar potência na rede.

A detecção do surgimento de ilhas (detecção de LOM) pode ser feita de modo passivo, activo ou recorrendo ao auxílio de sistemas externos. Estes métodos descrevem-se sucintamente nos parágrafos seguintes.

Os métodos passivos baseiam-se na medição local de grandezas eléctricas e, tipicamente, analisam valores como: tensão, frequência, fase da tensão, derivada da frequência, tensão do neutro, entre outros [40]. A principal limitação relaciona-se com a existência de “zonas de não detecção” (NDZ – *Non-Detection Zones*), que ocorrem quando, numa ilha que acabou de se formar, a carga não se encontra flagrantemente

desequilibrada da produção. Se o desequilíbrio for pequeno, as grandezas nas quais os sistemas de detecção de LOM se baseiam não terão uma variação suficiente para desencadear o disparo das protecções. Uma comparação de desempenho entre métodos passivos de detecção de LOM pode ser encontrada em [56], onde o critério seguido se baseia na análise das NDZ correspondentes a cada método.

Os métodos activos têm em geral mais sensibilidade que os métodos passivos referidos no parágrafo anterior e podem ser de dois tipos [40]: baseados em medições activas feitas localmente (impedâncias, por exemplo) ou baseados na desestabilização, com recurso ao sistema de PD, da ilha recém-formada. No primeiro caso é necessário aplicar uma perturbação ao sistema e analisar a resposta deste. No segundo, o sistema de controlo da PD utilizado para impor grandezas diferentes das nominais no ponto de interligação o que, em condições normais de funcionamento, com a rede totalmente interligada, não coloca problemas, mas com a rede isolada rapidamente faz com que a ilha se torne inviável [55]. Estes métodos activos, no entanto, apresentam a desvantagem de terem um carácter invasivo e poderem afectar a qualidade da onda e o funcionamento de alguns dispositivos. Podem, ainda, interagir entre eles quando nas proximidades existem diversas instalações de PD [40].

A utilização de sistemas externos advém da constatação de que, supondo disponível um sistema de comunicações, é possível o comando directo da PD pelo operador da rede de distribuição no caso de este receber a informação da abertura de alguma protecção que conduza ao isolamento de partes da rede. A escolha do método dependerá obviamente dos custos e da fiabilidade, mas tipicamente podem-se considerar as seguintes hipóteses para sinalizar a necessidade de saída de serviço da PD:

- Utilizar directamente um sinal emitido por uma protecção que actuou em resposta a um defeito;
- Utilizar sistemas SCADA para monitorizar as protecções e actuar sobre a PD, enviando-lhe os sinais adequados;
- Utilizar comunicações PLC (*Power Line Carrier*), sendo injectado um sinal nas subestações de uma rede radial e cuja falha de detecção por parte da PD sinaliza o surgimento de ilhas.

Este último método surge como aparentemente prático, económico e fiável. No entanto os relés das saídas das subestações de distribuição têm de ser direccionais de modo a garantir que apenas actuam no caso de defeitos a jusante [40].

Para possibilitar o abandono da filosofia de rede passiva, em que a produção distribuída é vista como um factor perturbador, e passar a abraçar uma nova visão que possibilite o aproveitamento desta mesma produção distribuída de tal modo que o sistema eléctrico, as entidades que o exploram e os clientes saiam beneficiados, é necessário proceder a alterações substanciais no modo como as protecções operam. Adicionalmente, é necessário assegurar que a PD existente consegue manter a frequência e a tensão dentro de valores aceitáveis (pelo menos para uma parte importante das cargas). Também terá de existir um sistema de comunicações fiável, sem o qual a coordenação das protecções será difícil de estabelecer. Este

sistema assegurará também a monitorização e o controlo da PD quando em modo isolado. Todas estas alterações envolvem custos que têm de ser justificados pelos benefícios obtidos, os quais tendem a ser proporcionais aos custos da energia não fornecida [53], uma vez que parte desta energia passará a ser fornecida pela PD dentro da ilha. O conceito de Micro-Rede, apresentado na Secção 2.5, aproveita em larga medida a possibilidade de funcionamento em rede isolada.

2.4 Planeamento

As entidades responsáveis pelo planeamento das redes de distribuição procuram sempre determinar as melhores estratégias de expansão de modo a, minimizando os custos de investimento, garantir o fornecimento de energia com os níveis de qualidade de serviço requeridos. Tipicamente, são utilizadas projecções da evolução de cargas para procurar prever a necessidade futura de aumento da capacidade. Este aumento resume-se, tradicionalmente, ao reforço de linhas ou subestações. No entanto, a introdução de produção distribuída na rede pode introduzir uma nova opção a considerar. A escolha da utilização de PD será sempre dependente das vantagens económicas que se conseguem extrair. Por outro lado, pode existir uma certa pressão para utilizar produção distribuída devido à disponibilidade de PD menos dispendiosa e a questões relacionadas com a construção de grandes infra-estruturas: custos, riscos económicos e procedimentos regulamentares [18]. Uma situação particular em que se pode justificar a utilização de PD é no caso de áreas remotas, em que a instalação de uma linha nova pode ter custos muito elevados [57].

O processo de planeamento tem como base o cálculo dos custos relacionados com a operação de uma área do sistema de distribuição. São estipulados custos associados a todas as variáveis importantes (fiabilidade, perdas e qualidade de energia, por exemplo), os quais são depois utilizados para procurar determinar as opções de investimento mais favoráveis. O reforço da rede começa a justificar-se quando os custos acumulados devido à inação ultrapassam o custo do investimento em infra-estruturas. Esta fronteira pode ser identificada através de simulações que vão permitir obter uma estimativa destes custos e comparar as diversas alternativas de reforço disponíveis.

Dependendo do ritmo esperado de crescimento de cargas, diferentes opções poderão ser colocadas. Caso a carga no sistema tenha um crescimento lento, o investimento em alterações menos dispendiosas (e menos eficazes) poderá justificar-se mesmo a longo prazo. Por outro lado, se a carga evoluir rapidamente estas alterações menos eficazes rapidamente deixariam de surtir efeito pelo que se justifica o investimento em reforços da rede mais importantes, mais caros, mas mais eficazes [18].

Determinando, por simulação, os custos de operação da rede para cenários num horizonte temporal suficientemente alargado (5 a 10 anos, tipicamente), obtêm-se os valores associados a diversos parâmetros, entre os quais se incluem:

- Perdas;
- Necessidades de satisfação de carga;

- Desvios dos padrões de qualidade de energia fornecida;
- Serviços de sistema fornecidos pela produção distribuída;
- Factores ambientais.

Tendo em conta o valor total dos custos obtidos nestas simulações, a entidade responsável pelo planeamento decide sobre os investimentos a fazer para melhorar o desempenho do sistema e reduzir os custos. Os investimentos podem incidir, por exemplo, sobre o reforço de subestações e ramais, a instalação de PD ou a aplicação de técnicas de DSM (*Demand Side Management*, na literatura anglo-saxónica), envolvendo o controlo de cargas.

A inclusão da PD neste processo permite que as suas vantagens sejam mais facilmente avaliadas. Estas vantagens dependem da importância dada aos parâmetros anteriormente referidos: se os serviços de sistema e os factores ambientais forem valorizados, a integração de PD pode ser vista como particularmente vantajosa devido ao seu potencial para fornecer este tipo de serviços e também porque é tendencialmente considerada como ambientalmente correcta.

No contexto do planeamento da rede de distribuição considerando a produção distribuída, esta é vista muitas vezes como um meio de aumentar um pouco a capacidade do sistema evitando realizar um investimento avultado [18], uma vez que a influência da presença da PD tende a melhorar as perdas na rede e a limitar o excesso de carga. Caso a capacidade não seja suficiente, a carga para além deste limite encontra-se em risco de não ser servida, podendo haver a necessidade de proceder a deslastre de cargas para manter o serviço no resto da rede.

O valor da PD para este efeito é muito dependente da sua localização. No entanto, a entidade responsável pela rede de distribuição tem um controlo muito limitado sobre os pontos onde a produção distribuída será ligada:

- Os produtores independentes podem escolher o local de instalação;
- Algum tipo de produção renovável tem a sua localização condicionada pela disponibilidade do recurso primário (energia hídrica e eólica, por exemplo);
- A produção do tipo CHP tem de se localizar junto ao ponto de consumo de calor.

Ainda assim, pode admitir-se que a localização da PD pode ser influenciada através de incentivos nas suas remunerações [18, 21], justificando-se por vezes a realização de estudos para determinar a sua localização e capacidade ideais (*optimal siting & optimal sizing*, na literatura anglo-saxónica). Estas podem ser consideradas ideais por favorecerem a redução das perdas na rede ou por conduzirem a melhorias nos níveis de tensão ou nos congestionamentos da rede. Existe muita produção científica nesta área, podendo começar-se por referir uma das primeiras publicações especificamente sobre a questão da produção distribuída [58]. Os autores utilizam técnicas baseadas em algoritmos genéticos para determinar a localização e a dimensão óptimas da PD de modo a minimizar perdas e adiar o investimento na expansão da rede, concluindo que é possível conseguir reduções de custos apreciáveis através da simples introdução de algumas unidades de PD em locais específicos da rede. Em [59], os autores procuram também determinar a localização e a dimensão óptimas da PD, concentram-se adicionalmente na garantia de

fiabilidade da rede. Recorrendo também a algoritmos genéticos, os autores utilizam o valor das perdas na rede e também dos custos de investimento, instalação e manutenção da PD para determinar a configuração que apresenta a melhor relação custo/benefício. Os autores de [60] apresentam uma abordagem que permite determinar a localização óptima da PD e a sua dimensão ideal para servir níveis de carga de ponta com a melhor relação custo benefício. Neste caso são considerados adicionalmente os custos da energia não servida e são também determinados os horários de operação da PD que melhor contribuem para o equilíbrio com o diagrama de cargas diário.

A opção pela instalação de PD como forma de adiar ou evitar alguns investimentos pode justificar-se depois de analisadas as opções mais baratas, nomeadamente a instalação de bancos de condensadores e reguladores de tensão, e feita a comparação com os benefícios apresentados pela PD. Por exemplo, em [14] é proposta uma metodologia para quantificar os custos evitados ou diferidos, onde se conclui também que a PD é mais útil, deste ponto de vista, na extremidade de linhas de comprimento elevado (um facto considerado pelos autores como pouco mais do que a confirmação de uma ideia intuitiva).

O reforço de subestações e de linhas permite ter elevados aumentos de capacidade, envolvendo, contudo, um custo total elevado. Apesar de poder apresentar um preço por kW elevado, a PD apresenta o trunfo da modularidade e, se localizada e dimensionada correctamente, permite colmatar deficiências em termos de capacidade do sistema sem ter de recorrer a investimentos de maior dimensão [18, 61]. Adicionalmente, esta modularidade também pode permitir reacções adequadas a evoluções de carga imprevistas, principalmente quando esta não cresce anualmente tanto como o esperado, o que pode reforçar as vantagens da utilização de produção distribuída.

No que diz respeito à utilização de unidades de produção distribuída de modo agregado (micro-redes, Secção 2.5), é feita em [15] uma avaliação da contribuição que estas podem ter para a melhoria da fiabilidade das redes de distribuição. Conclui-se que as micro-redes podem ser usadas pelo DMS (*Distribution Management System*) para melhorar os índices de fiabilidade e podem inclusivamente constituir uma alternativa viável ao investimento em equipamentos tradicionais para melhorar a fiabilidade. Tal como foi já referido, os autores salientam que o trabalho desenvolvido não se destina a escolher os melhores locais para a instalação de microprodução (ou PD), mas sim a estimar as vantagens reais de instalações específicas e assim determinar as compensações económicas a atribuir. Ainda com este mesmo propósito, os autores propõem em [22] uma metodologia para alocação de custos atribuíveis a perdas provocadas ou evitadas pela introdução de PD na rede.

De modo a aumentar o ritmo de introdução da produção distribuída nas redes de distribuição, a experiência tem mostrado que é necessária a existência de uma política de apoio e promoção do surgimento de novas instalações de PD [11]. Adicionalmente, pode desenvolver-se um esquema de incentivos a atribuir com base nas vantagens que a PD pode apresentar ao nível da diminuição das perdas na rede e do adiamento dos investimentos, como foi já referido nos parágrafos anteriores, existindo esforços nesse sentido por parte de diversas entidades reguladoras [21].

2.5 A Micro-Rede

Actualmente existe a clara tendência para o aumento da penetração da PD nas redes de BT. Esta produção distribuída pode vir, por exemplo, de pequenos sistemas CHP para produção simultânea de energia eléctrica e calor com recurso a motores de combustão interna, turbinas a gás, microturbinas, pilhas de combustível. No entanto, dependendo do tipo de recursos renováveis disponíveis no local de instalação, a PD pode ter ainda como origem módulos fotovoltaicos e pequenas turbinas eólicas. É esperado que estas tecnologias de produção, quase todas em desenvolvimento muito activo, juntamente com os sistemas de armazenamento de energia (eléctrica ou não) e com as cargas controláveis, venham no futuro a desempenhar um papel muito importante no fornecimento de energia eléctrica [3]. Como foi já referido anteriormente, convencionou-se chamar a estas tecnologias colectivamente de DER e espera-se que tenham um conjunto de virtudes estando as principais recapituladas nos seguintes tópicos:

- Podem reduzir emissões de gases de efeito de estufa;
- Podem melhorar a qualidade e a fiabilidade do sistema quando instalados perto dos pontos de consumo;
- A utilização de sistemas CHP tem normalmente uma grande eficiência;
- Podem permitir a redução de perdas nas linhas;
- Podem permitir o adiamento do investimento na expansão e reforço da rede.

Apesar de estas possíveis vantagens terem sido já referidas anteriormente neste capítulo, foi sempre considerado que teria de existir um certo grau de coordenação entre os intervenientes na rede de distribuição de modo a ser possível extrair os maiores benefícios da produção distribuída. Esta coordenação torna-se progressivamente mais difícil de atingir com o aumento do número de entidades a controlar. Um modo de começar a contornar esta clara limitação é o recurso ao conceito de **micro-rede** (MG – *MicroGrid*, na literatura anglo-saxónica). Tal como considerada nesta Secção 2.5, uma MG consiste num conjunto de elementos individuais de DER, tipicamente com potências medida em kW, operando coordenadamente em BT ou MT, e que, do ponto de vista da rede de distribuição, funciona como um único consumidor ou produtor de energia [3]. Uma MG pode funcionar interligada com a rede, mas também em modo isolado.

O projecto e a operação de uma MG requerem o desenvolvimento de novas tecnologias e de novos conhecimentos. Por esta razão, vários trabalhos foram sendo desenvolvidos ao longo do tempo nesta área. Uma vez que a sua importância é fulcral para o trabalho apresentado nesta dissertação, apresentam-se nas secções seguintes duas das linhas de trabalho mais importantes que estão a ser seguidas mundialmente nesta área.

2.5.1 Conceito de Micro-Rede CERTS

Apesar de os trabalhos de investigação na área das micro-redes se dividirem principalmente pela Europa, Estados Unidos da América, Japão e Canadá [3], considera-se que o conceito foi originalmente introduzido nos EUA pelo Departamento de Energia, através de um projecto do CERTS (*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*). O CERTS, fundado em 1999, tem várias áreas de pesquisa, todas orientadas principalmente para a fiabilidade do sistema eléctrico, mas uma delas concentra-se especificamente na integração de DER (sendo, por isso mesmo, denominada “Distributed Energy Resources Integration”).

Foi desta área de pesquisa que surgiu o conceito de micro-rede, tendo sido publicado em 2002 um relatório descrevendo detalhadamente o conceito [62]. É uma abordagem que procura integrar grandes quantidades de DER e não apenas acomodar PD na rede de distribuição. Assim, procura-se abandonar a política de instalação de PD na rede sem preocupações (política de “fit and forget”), apenas possível devido à pequena quantidade de unidades de PD instaladas, para se passar para uma política coordenada que possibilite a integração de DER em grandes volumes.

O conceito de micro-rede desenvolvido pelo CERTS parte do princípio que cargas e fontes estão disponíveis para funcionar em conjunto como se fossem uma única entidade. Para isto ser possível, é necessária uma flexibilidade de controlo que só é atingida se a maioria das fontes se encontrar interligada com a rede através de conversores de electrónica de potência. Pode assim conseguir-se atingir o grau necessário de fiabilidade e segurança para interligação com a rede de distribuição [62].

Note-se que a dimensão máxima das MG tende a ser condicionada por dois factores principais:

- O uso intensivo de unidades de PD ligadas à rede com dispositivos baseados em electrónica de potência, os quais poderão impor limites intrínsecos de custo e de potência;
- Dado o pressuposto que a micro-rede é uma rede de BT, surgem também limites de potência devido ao facto de neste tipo de redes ser necessário elevar demasiado a corrente para transmitir potências maiores.

Por estas razões, caso se pretenda aplicar o conceito a sistemas maiores, aconselha-se a sua subdivisão, sendo assim formadas várias micro-redes interligadas através da rede de distribuição [62].

Uma das características principais de uma MG é a sua capacidade para funcionar em modo isolado, servindo pelo menos as cargas prioritárias no seu interior. A transição para este modo de funcionamento ocorre de modo intencional quando é detectado algum problema na rede e a operação normal volta a ser reposta quando o problema é solucionado. Isto acontece de forma oposta ao que tradicionalmente é seguido para a PD. Por exemplo, seguindo o que se encontra especificado no IEEE Std 1547-2003 [2], toda a PD deverá desligar-se da rede no caso de detectar algum tipo de problema.

Outra característica fulcral da micro-rede CERTS é o facto de esta pretender ser vista, a partir da rede de distribuição, como uma entidade autónoma. A arquitectura adoptada permite à MG comportar-se

como um cliente normal, obedecendo às regras impostas pelo operador da rede e não provocando danos nem causando problemas. No entanto, não se exclui uma participação mais activa [62]:

- Com uma remuneração adequada, a MG pode fornecer serviço de deslastre de cargas;
- Apesar de poder haver algumas dificuldades técnicas, a MG pode funcionar como um pequeno produtor ou fornecedor de alguns serviços de sistema.

A participação da micro-rede nos mercados de electricidade é, na opinião do CERTS, um pouco dificultada pela localização que esta tipicamente assumirá, algures numa rede de distribuição radial, com eventuais dificuldades para escoar a produção. Admite-se, no entanto, a possibilidade de participar com o serviço de gestão activa de cargas para ajudar na gestão do sistema. A diminuição da carga vista pela rede de distribuição pode assim ser feita de dois modos: aumentando internamente a produção da MG ou diminuindo efectivamente a carga real.

Para os consumidores no interior da micro-rede, as vantagens são as mesmas já referidas sempre que o funcionamento em modo isolado é permitido: melhoria da qualidade da onda de tensão e da continuidade de serviço. Do ponto de vista do operador da rede de distribuição, uma das possíveis vantagens das MG é a possibilidade de permitirem a introdução de grandes volumes de DER de um modo estruturado, sem necessidade de criar receios sobre as interacções indesejadas que estes dispositivos poderão exercer sobre as redes onde estão inseridos. As micro-redes estão concebidas, desde logo, para que a sua produção interna equilibre pelo menos uma parte da sua carga sem criar problemas de estabilidade na rede a montante [62].

2.5.1.1 Arquitectura

A arquitectura de uma micro-rede CERTS tem de assegurar um conjunto de funções, muitas delas comuns a outros tipos de MG, como se verá. Estas funções incluem a interligação, o controlo e a protecção de cada microfonte, assim como o controlo de tensão da MG, o controlo de fluxos de potência e a tomada de carga na transição para modo de funcionamento isolado. Também têm de ser garantidas as funções associadas à protecção geral da MG, à estabilidade e à transição sem problemas para o modo isolado de operação, assim como a subsequente ressincronização com a rede a montante.

A Figura 2.5 ilustra a estrutura típica que pode apresentar uma micro-rede CERTS. Neste caso concreto considerou-se que o sistema seria radial com três ramais. As cargas encontram-se dispersas pela rede assim como as microfones, todas elas equipadas com conversores electrónicos. O ponto que define a fronteira entre a MG e a rede de distribuição encontra-se do lado do primário do transformador e é denominado, pelo CERTS, de PCC (*Point of Common Coupling*). É neste ponto que a MG tem de obedecer aos requisitos do IEEE Std 1547-2003 [2].

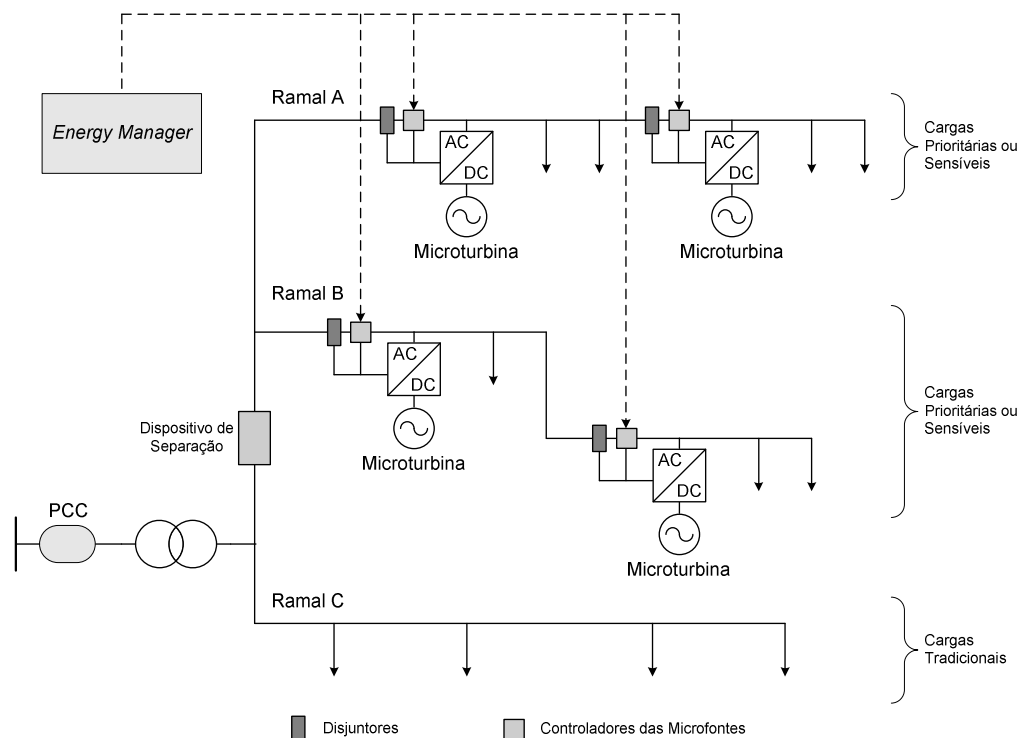


Figura 2.5 – Arquitectura típica de uma micro-rede CERTS [62]

A localização das microfones nos ramos B e C permite explorar situações em que as fontes se situam longe do barramento principal de modo a procurar reduzir as perdas nas linhas ou controlar perfis de tensão. Cada ramo, tipicamente de BT (480 V ou menos, segundo o CERTS), dispõe de diversos dispositivos de protecção e controladores de potência e tensão. Estes controladores são geridos centralmente por um “gestor de energia” (*Energy Manager*, no original em língua inglesa) e transmitem às fontes próximas os sinais que permitem o ajuste da sua produção de modo a regular o fluxo de potência e a tensão no local onde se encontram.

Nesta estrutura (Figura 2.5) podem salientar-se, então, três elementos fundamentais, descritos nos parágrafos que se seguem [62].

Controladores das Microfontes

O controlador de tensão e potência associado às microfones disponibiliza uma resposta rápida (da ordem dos milissegundos) às perturbações e variações de carga autonomamente, sem depender de nenhum sistema de comunicações. As suas funções incluem: regular o fluxo de potências no ramo em resposta a variações de carga; regular a tensão no ponto de ligação da microfonte em resposta a variações de carga; garantir a correcta tomada de carga por parte de cada microfonte no caso da passagem da micro-rede para modo isolado; assegurar a ressincronização automática com a rede a montante.

Não se considera ser necessária a existência de um sistema de comunicações rápido, pelo que cada microfonte responde a perturbações com base apenas em dados locais. Assim, é possível instalar novas

unidades de PD sem necessidade de alterar a configuração de todas as outras já presentes no sistema. Admite-se, no entanto, um sistema de comunicações mais lento, destinado a transmitir fundamentalmente dados de despacho emitidos pelo *Energy Manager*.

Energy Manager

Providencia a gestão dos controladores das microfontes, enviando dados para despacho de produção de potência e controlo de tensão. Os valores de referência para a potência e tensão efectivamente enviados para as microfontes podem depender de uma variedade de critérios, entre os quais se incluem:

- Assegurar o equilíbrio de potências dentro da micro-rede;
- Assegurar que os contratos celebrados com o operador da rede a montante são honrados;
- Minimizar perdas;
- Minimizar emissões;
- Maximizar a eficiência das microfontes.

A escala de tempo em que o *Energy Manager* é da ordem dos minutos, pelo que o sistema de comunicações de que depende não precisa de ser particularmente célere.

Protecções

As protecções na micro-rede devem actuar de modo diferenciado face a defeitos internos ou defeitos na rede a montante. Se o defeito for localizado na rede a montante, a resposta mais adequada será o isolamento das zonas autónomas da MG (ramos A e B, na Figura 2.5) mantendo-as operacionais, assim como às cargas mais importantes. Eventualmente poderá não ser necessária a separação da micro-rede, bastando efectuar a compensação da queda de tensão devida ao defeito recorrendo aos dispositivos de electrónica de potência presentes na MG. Esta escolha dependerá das cargas a proteger, da tecnologia disponível e das temporizações escolhidas para as protecções. Caso o defeito ocorra no interior da MG, as protecções deverão actuar de modo a isolar o defeito desligando a menor porção possível da rede radial.

2.5.1.2 Modos de Operação

Quando interligada com a rede a montante, a micro-rede CERTS pode oferecer três modos de funcionamento [63]:

- **Controlo de potência das microfontes.** Denominado *Unit Power Control Configuration*, no original, designa o modo de operação em que cada microfonte mantém a tensão no seu ponto de ligação e a potência que injecta. No caso de haver uma alteração de cargas, a variação de potência é vista pela rede a montante. Este modo permite a operação das microfontes próximo dos seus pontos de máximo rendimento.

- **Controlo de fluxo nos ramos.** Denominado originalmente *Feeder Flow Control Configuration*. Cada microfonte mantém a tensão no seu ponto de ligação e o fluxo de potências no ramo onde se encontra. São, por isso, sensíveis a variações de carga e a MG apresenta-se à rede a montante como uma carga constante, podendo inclusivamente ser contratualmente sujeita a despacho.
- **Controlo misto.** Denominado originalmente *Mixed Control Configuration*. Como o nome indica, é uma mistura dos dois métodos anteriores. Permite ter algumas fontes (preferencialmente as associadas a processos térmicos) a operar próximo da sua máxima eficiência, enquanto outras garantem os fluxos de potência nos ramos.

Em modo isolado, a operação da MG depende da correcta operação dos controladores das microfontes. São estes os principais responsáveis pela reacção rápida que terá de existir no momento da transição para este modo de funcionamento, controlando tomada de carga por parte de cada microfonte. Durante a transição para modo isolado, o *Energy Manager* tem um papel menos importante pois não se encontra vocacionado para responder a fenómenos rápidos. No entanto, após o período transitório inicial, o *Energy Manager* já pode exercer as suas funções, optimizando a operação da micro-rede.

2.5.2 Conceito de Micro-Rede do Projecto *MICROGRIDS*

A nível da União Europeia, o primeiro trabalho de investigação dedicado ao desenvolvimento do conceito de micro-rede iniciou-se em Janeiro de 2003 com o projecto “MICROGRIDS – Large scale integration of micro-generation to low voltage grids” (ENK5-CT-2002-00610). Financiado pelo 5º Programa Quadro (1998-2002) e com uma duração de 36 meses, teve a participação de um conjunto muito relevante de parceiros de países europeus.

O projecto culminou com a apresentação de um conjunto de soluções técnicas inovadoras, de entre as quais se podem salientar as seguintes [3]:

- Desenvolvimento de modelos de DER e de ferramentas para análise do comportamento dinâmico e em regime permanente, permitindo a simulação de sistema de BT, assimétricos e com predominância de microfontes com inversores de electrónica de potência;
- Desenvolvimento de filosofias de operação em modo interligado e em rede isolada;
- Criação de algoritmos de controlo hierarquizados e distribuídos;
- Desenvolvimento de estratégias de reposição de serviço para a micro-rede;
- Definição dos sistemas de protecção e sistemas de ligação à terra;
- Desenvolvimento de métodos para quantificar os benefícios do acréscimo de fiabilidade;
- Criação de micro-redes em laboratório.

Tal como a micro-rede CERTS, também esta se baseia fundamentalmente numa rede de BT tradicional que inclui, adicionalmente, unidades de microgeração, dispositivos de armazenamento de energia e sistemas de controlo destinados à produção e às cargas controláveis [64].

2.5.2.1 Arquitectura

Na figura seguinte (Figura 2.6) pode ser visto um exemplo da estrutura típica de uma micro-rede tal como preconizada pelo projecto *MICROGRIDS*¹, interligada com a rede a montante através de um transformador de distribuição MT-BT. A MG deste exemplo pode considerar-se particularmente ecléctica uma vez que contém exemplares de muitos dos sistemas de produção e de armazenamento de energia habitualmente considerados para utilização neste tipo de aplicações.

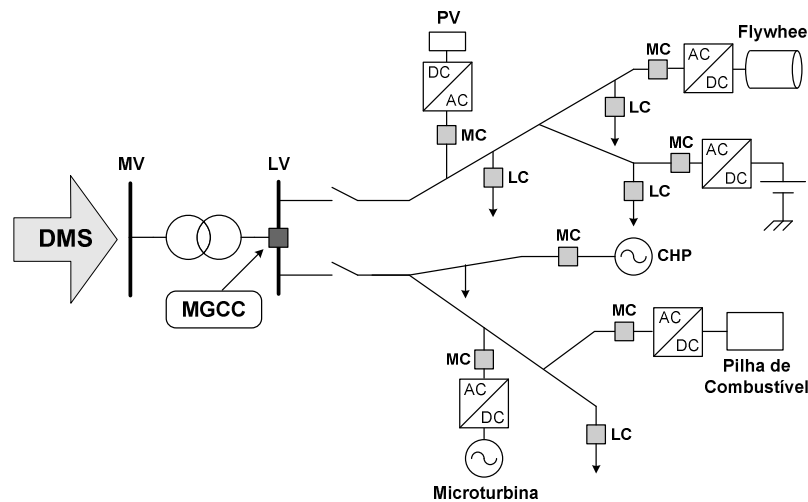


Figura 2.6 – Arquitectura típica de uma micro-rede (Projecto *MICROGRIDS*) [65]

Uma análise um pouco mais detalhada desta figura permite identificar os seguintes elementos:

- Ramos principais que irradiam do barramento de BT e que alimentam as cargas, muitas delas controláveis;
- Várias micro-fontes (fotovoltaica, microturbina, CHP e pilha de combustível), sendo que mesmo algumas das não declaradas como CHP tradicionais podem permitir o aproveitamento adicional de calor (microturbina e pilha de combustível);

¹ Como esta é a estrutura de micro-rede adoptada neste trabalho, daqui em diante, neste texto, a expressão “micro-rede” irá sempre referir-se à MG do projecto *MICROGRIDS*.

- Dispositivos de armazenamento de energia eléctrica, como baterias de acumuladores e volantes de inércia (*flywheels*);
- Elementos de controlo e monitorização associados a cargas e a microfontes (identificados com as siglas MC, LC e MGCC), interligados através de um sistema de comunicações de modo a permitir a coordenação da sua operação.

Os elementos de controlo constituem uma parte muito importante da estrutura base da micro-rede e encontram-se organizados em níveis hierárquicos [64]:

- **Controladores de fontes e de cargas** (MC – *Microsource Controller*, LC – *Load Controller*). Como os nomes indicam, vão controlar as microfontes e as cargas controláveis (agrupadas ou individualmente) existentes na micro-rede. São ainda responsáveis por fazer a interligação com o nível hierárquico superior, quando necessário.
- **Controlador principal da micro-rede** (MGCC – *MicroGrid Central Controller*). As funções do MGCC vão desde a simples monitorização de trânsitos de potências até à completa gestão técnica e económica, incluindo a optimização do funcionamento da MG. O controlo é exercido através do envio de sinais para os MC e LC. Quando necessário, fazem também a interligação com o DMS (descrito a seguir).
- **Sistema de gestão da distribuição** (DMS – *Distribution Management System*). O DMS encontra-se mais acima na hierarquia, estando interligado com mais do que um MGCC. Algumas novas funções têm de ser integradas no DMS para este lidar convenientemente com as particularidades das micro-redes, nomeadamente com as trocas de informação com os MGCC e com possibilidade de as MG operarem autonomamente.

Como se pode ver na Figura 2.6, os MC e LC encontram-se junto das respectivas unidades a controlar, ao passo que o MGCC fica instalado perto do lado de BT (secundário) do transformador de distribuição. Note-se também que a grande maioria das microfontes e dispositivos de armazenamento de energia considerados para aplicação neste tipo de sistemas requer a utilização de conversores de electrónica de potência. Apesar deste tipo de conversor possibilitar uma grande flexibilidade de utilização, o facto de operarem habitualmente com uma tensão e frequência fixas faz com que possam existir dificuldades na operação em rede isolada e na partilha de carga entre várias microfontes. Este problema foi investigado em detalhe no projecto *MICROGRIDS* [65, 66], apresentando-se um possível método de controlo na Secção 4.2.8.

De um modo semelhante aos controladores das microfontes da micro-rede CERTS (Secção 2.5.1.1), os MC podem reagir a alterações nos parâmetros locais de modo extremamente rápido, podendo também receber sinais de controlo provenientes do MGCC. Em rede isolada, os MC têm autonomia para fazer seguimento de carga, equilibrando a produção e o consumo de energia dentro da MG. Deste modo, a resposta a fenómenos transitórios pode ser feita de modo quase instantâneo e independente das comunicações com o MGCC, não sendo necessário que estas sejam particularmente rápidas. Também as cargas controláveis são equipadas com LC de modo a poderem ser sujeitas a deslastre em caso de

emergência ou para poderem ser comandadas a partir do MGCC. Esta última opção permite a implementação de estratégias do tipo DSM (*Demand Side Management*, na literatura anglo-saxónica).

Convém referir que, para além deste sistema hierárquico, o projecto *MICROGRIDS* também prevê a possível utilização de um método completamente descentralizado que recorre a um Sistema Multi-Agentes (MAS) [67]. No entanto, para melhor otimizar a operação da micro-rede e a sua relação com a rede de MT a montante, considerou-se que o sistema hierarquizado oferecia melhores condições [68].

Da descrição da arquitectura e do princípio de funcionamento da micro-rede feita até ao momento, depreende-se a necessidade da existência de um sistema de comunicações. A sua função principal é permitir que o MGCC, enquanto controlador principal, consiga coordenar as microfontes e também as cargas controláveis através do envio de mensagens para os seus controladores. Como estes têm autonomia para actuar em reacção a perturbações no sistema, o MGCC pode funcionar de um modo relativamente lento, nunca tendo de reagir rapidamente a perturbações no sistema e limitando-se a otimizar a operação da micro-rede. Por estas razões, um sistema de comunicações com pequena largura de banda será suficiente, o que permite manter os custos reduzidos [66]. As modestas necessidades em termos de velocidade sugerem a utilização de sistemas do tipo PLC, tendo sido este tema alvo de um relatório específico no âmbito do projecto *MICROGRIDS* [69]. Outro factor que contribui para a manutenção de custos reduzidos é a pequena dimensão geográfica das micro-redes [65].

2.5.2.2 Modos de Operação

A existência de vários níveis hierárquicos a que pertencem diferentes dispositivos com funções diferenciadas justifica-se por permitir à micro-rede funcionar em dois modos de operação essenciais: modo interligado (modo normal) ou modo de emergência [65].

Modo Normal

No modo normal, quando interligada com a rede a montante, a micro-rede pode encontrar-se a importar ou a exportar energia, consoante o balanço interno de produção/cargas e as condições contratuais em relação ao operador da rede de distribuição. O MGCC, por outro lado, pode proceder à optimização da operação da MG através do envio de dados de despacho para os MC e também para os LC (DSM). A informação é enviada com uma periodicidade da ordem dos minutos e pode incluir valores de tensão ou potência a manter e carga a desligar, por exemplo. De modo a optimizar a operação da micro-rede, o MGCC incorpora módulos de previsão a curto prazo para cargas e produção, despacho económico, análise de segurança [70] e DSM [68]. Relativamente à análise dinâmica de segurança, sugere-se a leitura do Capítulo 6 para mais detalhes.

Modo de Emergência

No modo de emergência, a micro-rede encontra-se isolada após a separação da rede a montante. Esta separação pode ser planeada ou intempestiva (se provocada por um defeito na rede a montante, por exemplo) e, dependendo da gravidade da perturbação, a MG pode ter, ou não, a capacidade de sobreviver à separação e continuar a funcionar, mas agora isolada da rede a montante.

A transição para o modo isolado de operação (modo de emergência) é normalmente assegurada pela acção quase instantânea dos controladores locais das fontes e cargas (MC e LC). Só depois de estes controladores recuperarem o equilíbrio de potências no interior da micro-rede irá o MGCC eventualmente encarregar-se de otimizar a operação da MG [65, 71]. Assim, o período de intervenção do MGCC pode ser da ordem de vários minutos, como aliás já acontecia no modo normal de funcionamento.

No caso de o colapso do sistema ser total, a micro-rede pode conseguir explorar a possibilidade de efectuar a reposição de serviço internamente, de modo autónomo, sem esperar que a rede de distribuição a montante recupere primeiro. Isto pode permitir que os consumidores dentro da MG beneficiem de tempos de reposição menores e que os índices de fiabilidade saiam beneficiados. O processo de reposição de serviço é guiado pelo MGCC, que recebe as informações e envia os sinais de controlo necessários para todos os MC e LC da micro-rede durante todo o processo [72] (para mais detalhes, sugere-se ainda a leitura do Capítulo 7).

2.5.3 Diferenças entre os Conceitos

Ambos os tipos de micro-redes referidos se baseiam em redes de BT incluindo, adicionalmente, unidades de microgeração, dispositivos de armazenamento de energia e sistemas de controlo destinados à produção e às cargas controláveis [64]. Apesar das semelhanças, existem algumas diferenças relevantes. Por exemplo, enquanto a micro-rede CERTS admite valores de até 500 kW para as potências unitárias das microfontes que a integram [62], a MG do projecto *MICROGRIDS* considera, em geral, valores bastante menores. Adicionalmente, o conceito de micro-rede CERTS permite que novas microfontes sejam instaladas no sistema sem haver a necessidade de reconfiguração do equipamento pré-existente, seja ele de produção ou de supervisão e controlo (conceito de *Plug & Play*) [62]. Pelo contrário, a MG do projecto *MICROGRIDS* necessita, para um controlo eficaz de muitas das suas microfontes, que o MGCC seja informado (actualizado) sobre as características das novas unidades de modo este poder geri-las convenientemente.

2.6 O Projecto *MORE MICROGRIDS*

No seguimento do projecto *MICROGRIDS*, iniciou-se em 2005 o projecto “Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids – MORE MICROGRIDS” (Referência 19864),

com uma duração de 48 meses. Este projecto é financiado no âmbito do 6º Programa Quadro (2002-2006) e, mais uma vez, conta com a participação de um conjunto importante de parceiros da União Europeia. Os objectivos são uma evolução em relação ao do projecto anterior e incluem os seguintes [3]:

- Investigação de novos controladores para DER;
- Desenvolvimento de estratégias de controlo alternativas que podem recorrer à utilização de tecnologias avançadas de comunicações;
- Integração técnica e comercial de múltiplas micro-redes em simultâneo (Multi-Micro-Rede), incluindo o sistema intermédio de interligação destas com o DMS;
- Estudo do impacto das micro-redes na operação do sistema;
- Estudo do impacto no desenvolvimento da infra-estrutura da rede eléctrica.

Como foi já referido, o trabalho apresentado nesta dissertação foi, em grande parte, desenvolvido no âmbito do projecto *MORE MICROGRIDS*, tendo incidido particularmente sobre partes relativas ao desenvolvimento de estratégias de controlo alternativas e à integração técnica e comercial de múltiplas MG.

2.7 Conclusões

Vários factores de ordem ambiental, económica e estratégica têm vindo a contribuir para o aumento da integração de produção distribuída nas redes eléctricas. Neste capítulo procurou-se descrever a influência específica destes factores na evolução do modo como as redes de distribuição são analisadas e geridas. Com efeito, elevados volumes de PD podem obrigar a uma alteração no paradigma do sector eléctrico. Por outro lado, os constantes avanços tecnológicos permitem ambicionar por novos sistemas de gestão e controlo, assim como pelo aproveitamento dos novos sistemas de DER para contribuir activamente em tarefas de apoio à rede.

Foram discutidas as principais vantagens potenciais que a integração de produção distribuída pode trazer para o sistema:

- Redução de perdas, devido à diminuição do trânsito nas linhas originado pela localização da produção próxima das cargas;
- Deferimento ou adiamento de investimentos na expansão da rede, pela razão que acabou de se apresentar, uma vez que os congestionamentos tendem a diminuir e a surgir mais tardiamente;
- Diminuição da necessidade de investimento em grandes centrais convencionais de produção de energia eléctrica (e linhas de transporte associadas), pelo facto de a produção surgir dispersa na rede.

Estes benefícios, mais visíveis para os operadores dos vários subsistemas do sector eléctrico, podem traduzir-se numa redução das tarifas reais se forem convenientemente transferidos para os consumidores. Outro potencial benefício, explorado pelos conceitos de Micro-Rede e de

Multi-Micro-Rede (este abordado em detalhe neste trabalho), consiste na exploração em rede isolada de partes da rede de distribuição, o que permitirá a diminuição da energia não fornecida no caso de defeitos que ocorram na rede a montante. Para tal ser possível, a visão tradicionalmente passiva das redes de distribuição tem de ser abandonada para dar lugar a uma outra, integrada e activa, que permita ultrapassar os problemas técnicos que podem surgir devido à integração de PD em larga escala numa rede que não se encontra preparada para tal.

Nesta nova visão da rede de distribuição, os elementos colectivamente conhecidos como DER (cargas controláveis, PD e dispositivos de armazenamento), juntamente com uma rede activa (activamente monitorizada e controlada) contribuem em conjunto para potenciar as vantagens da integração da PD, tanto para os consumidores como para os operadores dos sistemas energéticos.

O conceito de rede activa foi já explorado em relação à micro-rede, tendo-se revelado uma solução promissora ao nível da BT, podendo ser considerado um modo eficaz de melhorar a segurança e a fiabilidade do sistema principalmente devido às condições que oferece para operação em modo de emergência, isolada da rede MT a montante, situação em que pode inclusivamente assegurar o processo de reposição de serviço em caso de *blackout*. A extensão deste conceito às redes de MT apresenta algumas diferenças claras:

- A maior dimensão e âmbito geográfico;
- Uma possivelmente maior diversidade de sistemas de produção e tipos de cargas;
- Uma topologia mais variada;
- A possível integração e cooperação de diversas micro-redes numa mesma rede de MT.

Uma rede MT com estas características poderá considerar-se uma Multi-Micro-Rede e será estudada nos capítulos que se seguem.

Capítulo 3 – Multi-Micro-Redes

3.1 Introdução

A evolução natural do conceito de micro-rede conduz à concepção da ideia de utilização conjunta e coordenada de várias micro-redes. Estas, naturalmente, estariam interligadas entre elas ao nível da rede de distribuição de média tensão, mantendo-se a sua capacidade individual para o funcionamento autónomo.

O controlo coordenado e eficiente deste conjunto de micro-redes e também, eventualmente, de outros sistemas ligados directamente à rede MT, implica o surgimento de um novo conjunto de desafios que tem de ser enfrentados de um modo adequado.

Neste capítulo é apresentado de um modo mais aprofundado o conceito de Multi-Micro-Rede, abordando-se aquela que poderá ser a sua composição típica. A estrutura hierárquica que advém desta composição conduz a um sistema de controlo hierarquizado que também será apresentado neste capítulo. Apesar de este trabalho se centrar neste controlo centralizado, a alternativa do controlo descentralizado será também abordada.

A existência de um sistema de controlo na multi-micro-rede permite o funcionamento desta em regime isolado e autónomo. Por outro lado, enquanto interligada com a rede a montante, a multi-micro-rede pode também responder a comandos do operador do sistema de modo a regular, por exemplo, o trânsito de potência em determinadas linhas. Estes modos de funcionamento alternativos serão discutidos na parte final deste capítulo.

3.2 Conceito de Multi-Micro-Rede

O conceito de Multi-Micro-Rede [73] assenta no alargamento da noção de micro-rede ao âmbito mais amplo das redes de média tensão. A instalação de quantidades elevadas de dispositivos de micro-geração, dispositivos de armazenamento ou cargas controláveis pode conduzir à existência de diversas MG numa determinada área geográfica abrangida por uma mesma rede de distribuição em MT. Assim, uma Multi-Micro-Rede (MMG – *Multi-MicroGrid*, na literatura em língua inglesa) é uma estrutura que existe a um nível mais elevado que as micro-redes e que, além de as incorporar na sua constituição, inclui também outros elementos ligados à rede de MT, como, por exemplo, sistemas de produção distribuída, cargas controláveis e dispositivos de armazenamento.

As micro-redes, tal como anteriormente descritas, consideram já a existência de uma relação entre o seu próprio controlador (MGCC) e o sistema de gestão da rede de distribuição (DMS) [65].

A enorme complexidade que pode atingir o sistema de controlo de uma rede de distribuição que tenha de coordenar a contribuição individual de múltiplas MG juntamente com toda a produção distribuída e cargas passíveis de deslastre conduz a que a existência de estruturas que funcionem como

intermediários possa ser considerada muito vantajosa. Surge, assim, o conceito de CAMC (*Central Autonomous Management Controller*, na literatura anglo-saxónica), que funciona como um agente agregador ou mini-DMS, e que tem a seu cargo o controlo de uma rede de distribuição de MT. Deste modo é possível, se necessário, distribuir a complexidade do sistema e o esforço de controlo pelos vários níveis da estrutura, tornando mais facilmente viável o controlo de uma rede de distribuição com estas características [73].

Cada um dos CAMC existentes na rede de distribuição torna-se o gestor de uma MMG. Uma subestação AT-MT apresenta várias saídas que fornecem energia a diferentes porções da rede MT. Um CAMC, instalado ao nível do barramento de MT, possibilita o controlo sobre o conjunto das saídas em MT de uma subestação AT-MT, podendo actuar sobre estruturas que podem tanto ser micro-redes como outros dispositivos controláveis ligados directamente ao nível da MT.

A Figura 3.1 apresenta a estrutura descrita, sendo visível o seu carácter hierarquizado e as relações entre os diversos elementos que a constituem. Neste caso é possível identificar a existência de dois CAMC, cada um responsável pelo controlo da rede de MT ligada à subestação AT-MT onde o CAMC se encontra instalado. De um modo idêntico aos sistemas SCADA convencionais, estes CAMC têm associados RTU (*Remote Terminal Unit*, na literatura anglo-saxónica) que lhes permitem adquirir dados sobre o ponto de funcionamento da secção da rede sob o seu controlo.

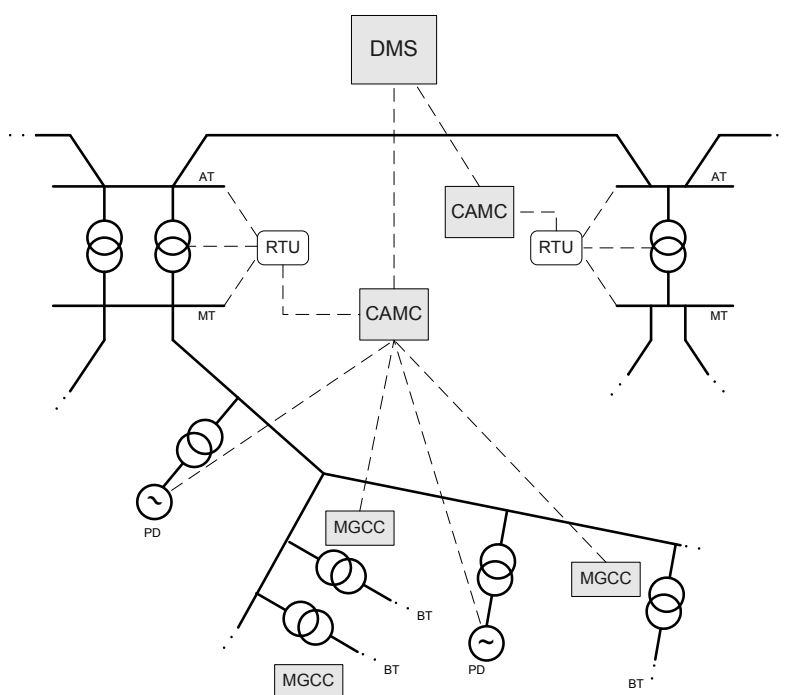


Figura 3.1 – Estrutura genérica de uma multi-micro-rede

Os CAMC referidos encontram-se ainda a realizar o papel de interface entre o DMS e os restantes elementos da rede: MGCCs, PD, cargas e dispositivos de armazenamento de energia. Como se pode ver, o

papel do CAMC é crucial na multi-micro-rede, sendo responsável por uma boa parte do processo de aquisição de dados, permitindo o diálogo com o DMS e possibilitando a existência de funcionalidades de específicas.

O sistema de comunicações descentralizado e hierárquico que pode existir associado à estrutura de uma MMG encontra-se ilustrado na Figura 3.2, incluindo-se também a representação das interações esperadas entre os diversos componentes. Note-se que as comunicações entre estes podem ser unidireccionais ou bidireccionais, consoante as suas características. Espera-se, no entanto, que a grande maioria das comunicações seja efectivamente bidireccional, pois muitos dos dispositivos (a produção distribuída, por exemplo) também enviarão medidas e outros dados para montante.

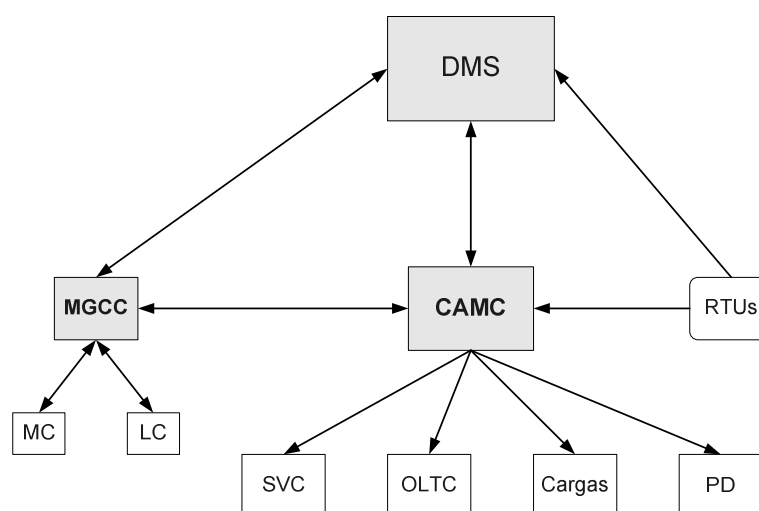


Figura 3.2 – Estruturação das comunicações dentro da multi-micro-rede

No que diz respeito a este sistema de comunicações, a importância da descentralização do sistema de controlo é realçada pelo facto de, particularmente durante a operação em modo de emergência, a comunicação entre controladores ou outros elementos do sistema poder ficar comprometida. A descentralização pode, assim, permitir limitar quebras na operação do sistema devidas a falhas nas comunicações.

Esta estrutura de controlo e gestão pode trazer grandes melhorias em termos de qualidade de serviço. As redes de transporte e distribuição de energia eléctrica tiveram a sua evolução condicionada por uma filosofia que privilegiava os sistemas de produção de energia eléctrica centralizados. Isto conduziu ao desenvolvimento de redes de distribuição concebidas para operarem passivamente, o que de alguma forma condicionou a qualidade de serviço prestada aos consumidores. De facto, em muitos países da União Europeia, mais de 75% das interrupções de serviço podem ser atribuídas à ocorrência de defeitos ao nível da média tensão (ver, por exemplo, [74]).

As micro-redes, actuando isoladamente ou, idealmente, em conjunto e sob a supervisão de estruturas de gestão e controlo intermédias, podem ajudar a melhorar estes números devido à sua

localização estratégica, no seio da rede de distribuição e próximo dos consumidores. Caso se admita o seu funcionamento autónomo durante períodos de tempo limitados, tanto as MG como as MMG podem contribuir para o aumento da continuidade de serviço na rede de distribuição.

De facto, uma vantagem da adopção de uma estrutura de gestão e controlo deste tipo traduz-se na possibilidade de permitir o funcionamento em modo isolado das MMG, assumindo que existe disponibilidade por parte da produção local e da carga para atingir o equilíbrio de potência dentro da MMG. Deste modo, se a produção puder variar de modo a equilibrar o consumo ou (adicionalmente ou alternativamente) a carga puder ser reduzida por deslastre selectivo de modo a permitir o equilíbrio com a produção, a MMG pode sobreviver a defeitos na rede a montante que normalmente obrigariam a que fosse interrompido o fornecimento de energia.

Adicionalmente, é possível conceber a utilização de um sistema de controlo, coordenado pelo CAMC, para utilização especificamente em situações de emergência e de reposição de serviço (*black start*, na literatura anglo-saxónica). Este tipo de funcionalidades permitiriam reduzir o tempo de indisponibilidade da rede. É, assim, viável ter uma MMG a efectuar a sua própria reposição de serviço através da actuação judiciosa do seu CAMC, prosseguindo de seguida para um regime de funcionamento em rede isolado, com toda ou a maioria da carga alimentada, até ao momento em que a normalidade seja reposta, com a reposição da ligação à rede principal a montante.

Tal como já acontecia com as micro-redes simples, é também esperado que as multi-micro-redes tragam significativas vantagens em termos ambientais. Por um lado, os tipos de fontes que se espera que venham a ser utilizadas devem ser altamente eficientes e produtoras de baixas emissões de gases nocivos e de efeito de estufa. Inclusivamente, muitas das fontes utilizadas utilizarão recursos renováveis (energia solar, eólica ou hídrica) com todas as vantagens a nível ambiental que daí podem advir. Por outro lado, os benefícios estendem-se ainda ao nível da redução de perdas na rede de distribuição. Tendo as redes de distribuição, tradicionalmente, uma disposição em grande parte radial, o facto de existir uma significativa produção de energia ao nível da baixa tensão conduz a que os trânsitos de potência para jusante sejam menores. Esta redução origina também uma diminuição nas perdas, sempre muito importantes ao nível da distribuição, com os resultantes benefícios que daí advêm: redução de emissões e de custos de exploração.

Tal como para as micro-redes, espera-se que uma das vantagens das MMG seja a possível aplicação de uma filosofia do tipo “Plug and Play” [62, 75]. Assim, será possível que uma parte dos componentes a ligar na MMG possa ser instalada sem necessidade de reconfigurar os sistemas de controlo e de protecção de outros componentes já existentes.

Nas secções seguintes irá detalhar-se um pouco mais o conceito de Multi-Micro-Rede e as funcionalidades que se espera serem integradas na sua implementação.

3.3 Estrutura de Controlo Proposta

3.3.1 Hierarquia de Controlo

Como foi já visto na Secção 3.2, existem na rede de distribuição três diferentes elementos com capacidade de processamento para concretizar algum tipo de funções de gestão e controlo com significativa abrangência: o DMS, os CAMC e os MGCC. Assim, no sistema de controlo aqui sugerido, assume-se existência de três níveis hierárquicos, tal como esquematizado na Figura 3.3:

- Nível 1 – Representado pelo DMS, supervisionando, gerindo e controlando toda a rede de distribuição;
- Nível 2 – Representado pelos diversos CAMC, no topo da hierarquia da MT, localizados ao nível dos barramentos de MT das subestações AT-MT;
- Nível 3 – Os diversos conjuntos de dispositivos controláveis ligados ao nível da MT e supervisionados por CAMCs. Estes dispositivos podem incluir sistemas de produção distribuída, cargas controláveis, dispositivos de armazenamento de energia e micro-redes (MGCCs).

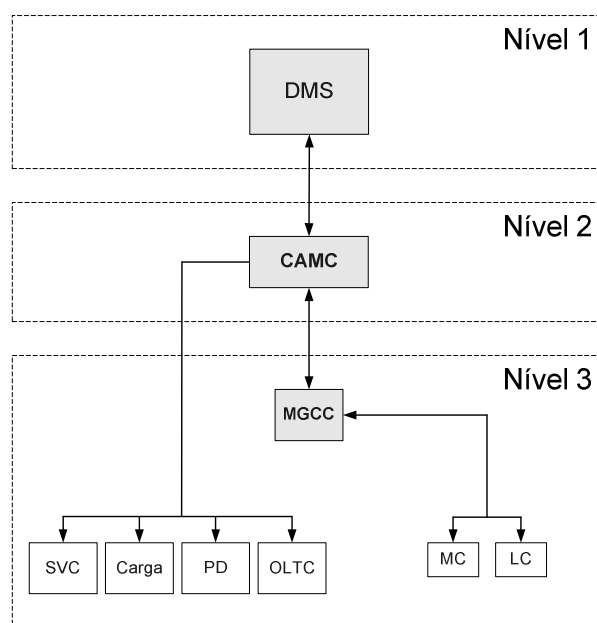


Figura 3.3 – Níveis do Sistema de Controlo Hierárquico

Como é perceptível, esta estrutura hierárquica de controlo encontra-se fortemente interligada com a estrutura física da rede de distribuição, correspondendo cada nível a elementos constituintes prontamente identificáveis. Assim, esta organização apresenta um grau de abstracção muito reduzido e pode ser intuída rapidamente, sendo as relações entre os seus elementos facilmente reconhecidas.

Estes níveis de controlo são necessários de modo a ser possível retirar as vantagens inerentes ao sistema de controlo hierárquico e descentralizado. As tarefas que cabem a cada um dos controladores podem ser autónomas ou podem ser coordenadas entre eles, tendo de ser claramente definidas. No entanto, alguma redundância pode ser permitida de modo a ser possível o funcionamento do sistema em situações em que a operação de um ou mais componentes se encontra limitada e um controlador assume funções que originalmente cabiam a outro.

Outra grande vantagem deste tipo de estrutura é o facto de distribuir o esforço de controlo pelos vários níveis já referidos, uma vez que cada um destes níveis apenas necessita de receber e processar informação sobre os elementos do nível imediatamente inferior do ponto de vista hierárquico. Assim, o DMS (Nível 1), não tem necessidade de ter acesso directo a informação sobre elementos de Nível 3. Analogamente, o CAMC também não necessita de dados sobre os dispositivos dentro de cada MG. Pode dizer-se, no entanto, que esta informação se encontra disponível mas de uma forma indirecta, pois os CAMC recebem informação relativa a cada um dos MGCC, a qual se pode considerar que agrega os dados relativos aos dispositivos localizados no interior das micro-redes respectivas. Por outras palavras, a informação que identifica a velocidade de resposta, capacidade disponível, volume de carga e outros parâmetros relativos a cada uma das MG não é mais do que a agregação do conjunto destes mesmos parâmetros referentes a todos os elementos que a constituem.

3.3.2 Fluxo de Informação

Concentrando-nos numa única MMG, verifica-se que existe aí apenas um CAMC e podem existir diversos MGCC. O trabalho aqui apresentado centra-se neste cenário, pelo que apenas se pretende estudar e simular o funcionamento conjunto de elementos do Nível 2 e do Nível 3.

O CAMC terá sob sua alçada todos os dispositivos controláveis ligados na rede de MT. A informação actualizada recebida sobre o estado de funcionamento destes dispositivos permite ao CAMC coordenar o seu funcionamento conjunto. Os dados efectivamente necessários ao CAMC podem ser consultados em detalhe na Secção 4.3.4. No entanto, estes terão de incluir pelo menos a informação necessária para definir o ponto de funcionamento dos dispositivos em causa. Entre estes dispositivos que terão de periodicamente enviar informações sobre o seu estado ao CAMC podem incluir-se, por exemplo:

- MGCCs (micro-redes);
- SVC (*Static Var Compensators*);
- Produção Distribuída (PD);
- OLTC;
- Cargas;
- Baterias de condensadores;
- Dispositivos de armazenamento de energia.

Todos estes dispositivos podem, por seu lado, receber diferentes comandos do CAMC. Alguns exemplos de comandos mais interessantes para o controlo de potência activa e frequência são, para os dispositivos indicados:

- MGCCs – aumentar ou reduzir produção/consumo;
- Cargas – ordens de deslastre ou de religação;
- Produção distribuída – aumentar ou reduzir produção;
- Dispositivos de armazenamento de energia – aumentar ou reduzir produção/consumo.

Destes, os MGCC distinguem-se por terem uma relação que se pode considerar privilegiada com os CAMC, uma vez que ainda têm a seu cargo os elementos que constituem as micro-redes que encabeçam. Isto conduz a que o fluxo de informação de (e para) o CAMC possa assumir volumes bastante elevados. Os elementos sob controlo dos MGCC incluem fundamentalmente os seguintes:

- Microfontes (eventualmente intermediadas pelos controladores – MC);
- Cargas (eventualmente intermediadas pelos controladores – LC);
- Dispositivos de armazenamento de energia.

De um modo semelhante ao que já ocorre para o CAMC, também os MGCC usam a informação recebida destes dispositivos (detalhada na Secção 4.3.4) para determinar comandos que lhes serão enviados. Estes comandos destinam-se principalmente a assegurar o controlo de potência activa e são fundamentalmente os seguintes:

- Micro-fontes – aumentar ou reduzir produção (eventualmente intermediadas pelos seus controladores – MC);
- Cargas – ordens de deslastre ou de religação (eventualmente intermediadas pelos seus controladores – LC);
- Dispositivos de armazenamento de energia – aumentar ou reduzir produção/consumo.

A Figura 3.4 apresenta uma síntese dos comandos que são enviados e recebidos pelo CAMC e pelos MGCC numa multi-micro-rede. Como se pode depreender dos parágrafos anteriores, todos os elementos que podem receber comandos enviam também informações para o CAMC ou MGCC (o elemento que estiver imediatamente acima na hierarquia).

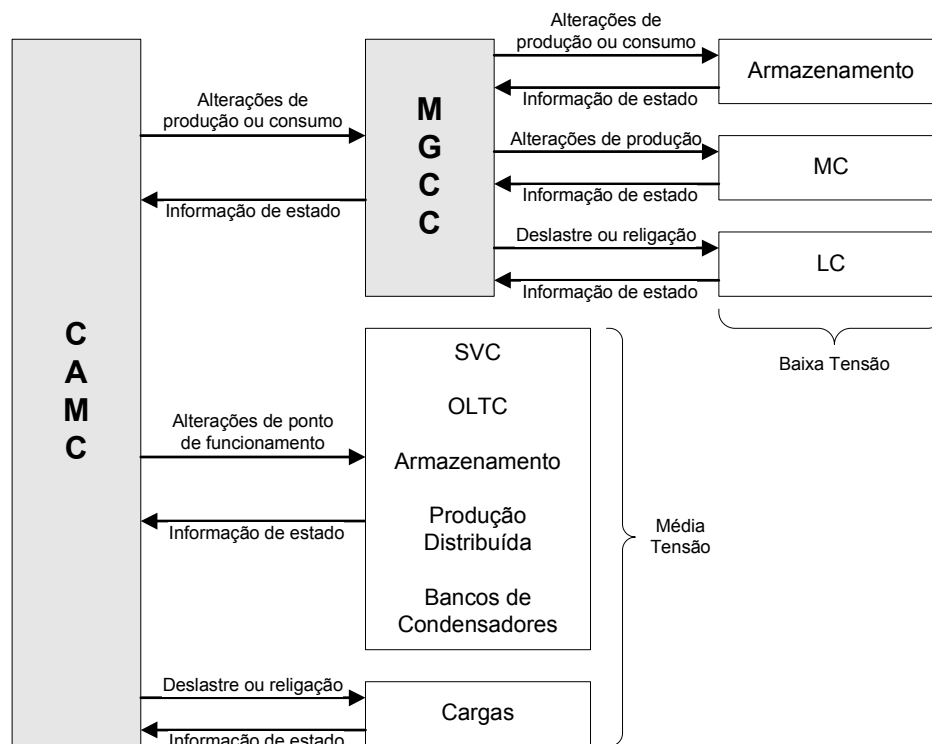


Figura 3.4 – Esquema/resumo das relações entre os elementos que constituem uma MMG

Todas estas transacções de dados e de comandos de controlo necessitam de se apoiar num sistema de comunicações que abranja toda a multi-micro-rede. Intrinsecamente, todos os sistemas de comunicação estão sujeitos a atrasos que dependem de diversos factores (meio físico, protocolos e volume de tráfego, por exemplo). Estes atrasos, que podem tender a ser cumulativos, limitam a frequência com que o CAMC e os MGCC podem enviar ordens aos dispositivos sob o seu controlo.

Também as limitações relativas aos dispositivos de monitorização (RTUs e outros aparelhos de medida) e aos dispositivos a controlar podem influenciar os tempos de resposta. Nomeadamente, o facto de algumas fontes não poderem estar constantemente a alterar o seu ponto de funcionamento implica que não podem (ou não aproveitam o facto de) receber ordens para alterar a sua produção com mais frequência do que o suportado.

3.3.3 Modos de Funcionamento e Funcionalidades de Gestão

Numa multi-micro-rede podem ser considerados dois diferentes modos de operação [73]:

- Modo Normal;
- Modo de Emergência.

Em regra, considera-se que o modo normal corresponde à operação com a MMG interligada com a rede AT a montante, enquanto o modo de emergência se identifica com o funcionamento em rede isolada ou durante o processo de reposição de serviço (*black start*, na literatura anglo-saxónica).

O Modo de Emergência constitui uma inovação em termos da operação das redes de distribuição, sendo que a sua consideração para a exploração do sistema resulta do facto de existir na rede de distribuição uma capacidade de produção local que permite o funcionamento em rede isolada e o arranque do processo de reposição de serviço.

Do conjunto de funcionalidades requerido pelo CAMC para permitir a gestão técnica de uma rede com as capacidade descritas, algumas podem ser como que herdadas do que tradicionalmente se atribui a um DMS mas com as necessárias adaptações ao novo cenário de operações. Um conjunto de funcionalidades passível de integrar o CAMC apresenta-se na Figura 3.5 [73].

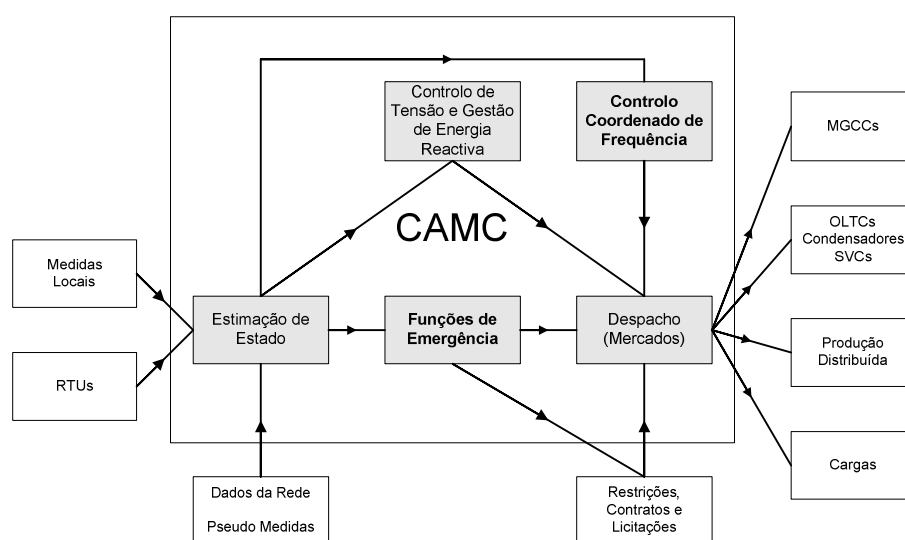


Figura 3.5 – Funcionalidades que podem estar presentes no CAMC

Note-se que, no âmbito deste trabalho, não foram abordados os tópicos relativos a estimação de estado, gestão de mercado e controlo de tensão (na sua vertente hierarquizada), tendo sido identificados na Figura 3.5 apenas para possibilitar uma visão global do conceito de operação do CAMC.

Descrevem-se seguidamente, de uma forma breve, os módulos mais relevantes para o desenvolvimento do trabalho apresentado.

3.3.3.1 Controlo de Tensão/Potência Reactiva

O controlo de tensão pode estar sujeito também a um sistema hierárquico. De um modo semelhante ao que costuma ser apontado para a frequência, podem referir-se os seguintes níveis [76-78]:

- **Controlo Primário de Tensão:** Mantém a tensão dentro de limites pré-definidos. Reguladores de tensão (AVRs) são usados para este efeito e actuam em poucos segundos.

- Controlo Secundário de Tensão: Tem o papel de ajustar e manter os perfis de tensão numa determinada zona e minimizar os fluxos de potência reactiva. A sua actuação pode demorar alguns minutos e inclui a mudança de referências de AVRs, a ligação de SVCs e o ajuste de OLTCs.
- Controlo Terciário de Tensão: Tenta obter um perfil de tensões óptimo e coordenar o controlo secundário de acordo com critérios técnicos e económicos. Pode actuar em algumas dezenas de minutos.

O controlo secundário de tensão em MMG pode estar disponível tanto em modo interligado como em modo isolado. O controlo terciário, no entanto, só pode ser disponibilizado em modo interligado.

O CAMC pode ter um papel importante nesta tarefa uma vez que tem a capacidade de controlar os fluxos de potência originados em cada uma das micro-redes (através dos MGCC) e outros sistemas produtores localizados na MT, muitas vezes recorrendo às capacidades dos interfaces de electrónica de potência por eles disponibilizados. Assim, poderá otimizar globalmente o funcionamento da MMG, minimizando fluxos de energia reactiva e melhorando os perfis de tensão.

3.3.3.2 Controlo Coordenado de Frequência

Apesar de ter uma influência limitada, é possível ter uma MMG a participar no controlo primário de frequência em funcionamento em modo normal, interligado, uma vez que alguma da produção distribuída de maiores dimensões pode ter capacidade para tal.

No entanto, em modo isolado (modo de emergência), as possibilidades de controlo podem dividir-se fundamentalmente em dois campos: controlo de produção de potência activa e controlo de carga.

Durante a operação normal de um sistema de energia, os inevitáveis desequilíbrios que vão ocorrendo entre produção e carga conduzem a alterações na frequência porque os geradores tendem a reduzir a sua velocidade para incrementar a produção de potência. A esta acção corresponde o controlo primário de frequência, que actua quase instantaneamente como resposta a estes desvios, mantendo a frequência dentro de limites pré-estabelecidos. Com o controlo primário o sistema atinge um novo estado de equilíbrio mas com uma frequência diferente da nominal pelo que é necessária a actuação de um sistema de controlo secundário de frequência para corrigir este desvio. O controlo secundário entra em acção após o controlo primário e tipicamente durante mais tempo. A recuperação do valor nominal da frequência é particularmente importante para evitar que os dispositivos de armazenamento de energia, que tipicamente se podem encontrar programados para contribuir com injeções de potência proporcionais ao desvio de frequência, esgotem as suas reservas, colocando em risco o funcionamento da MMG em rede isolada.

Como se verá a seguir de um modo mais detalhado, o CAMC pode ficar responsável por realizar uma porção significativa deste controlo secundário de frequência.

Espera-se que o controlo de cargas seja de uma grande importância no controlo coordenado de frequência em MMG, uma vez que se assume que estas possam funcionar em rede isolada. As acções de deslastre são, em caso de emergência, procedimentos que podem ser usados para ultrapassar situações em que grandes desvios de frequência poderiam ocorrer. Isto requer que a carga disponível para deslastre seja conhecida, bem como um conjunto de parâmetros [79], tais como:

- Degraus de deslastre;
- Temporizações necessárias;
- Custos envolvidos.

O controlo de cargas envolverá custos tal como o controlo da produção de potência activa. Isto dará aos clientes a oportunidade de participar no mercado como vendedores e não apenas como compradores.

3.3.3.3 Funções de Emergência

Aqui incluem-se dois tipos de operação: em rede isolada em a sequência de reposição de serviço. Em ambos os casos são de particular importância as funções já referidas de controlo de tensão e de frequência. A transição para o funcionamento em rede isolada pode ocorrer intencionalmente ou devido a defeitos na rede a montante que não possam ser eliminados com a rapidez suficiente.

A reposição de serviço, que permite recuperar o funcionamento de uma porção da rede após o seu colapso, aparenta ser uma tarefa para a qual as micro-redes aparentam estar preparadas, uma vez que constituem por si só unidades autónomas. Numa MMG, a sua participação nos procedimentos de reposição de serviço pode partir da sua agregação inicial e da formação de ilhas, que aumentariam a estabilidade do sistema enquanto a sequência de reposição de serviço vai avançando.

3.4 Serviços de Sistema

Uma das potenciais vantagens das MMG é a capacidade de fornecer uma variedade de serviços de sistema. De facto, o carácter disperso de muita da produção existente nas MMG torna-as mais adequadas para proporcionar este tipo de serviços porque muitos deles são mais eficientes se fornecidos localmente, como por exemplo no caso do controlo de tensão [80].

Estes serviços de sistema podem ser vários [51, 81]:

- Regulação de frequência (principalmente em rede isolada);
- Controlo de tensão e de trânsitos de potência reactiva;
- Reposição de serviço (*black start*);
- Seguimento de cargas (*load following*);
- Manutenção de reservas.

A tabela seguinte mostra os tipos de serviços que se espera poderem ser disponibilizados pelas diversas tecnologias disponíveis para fontes de energia.

Tabela 3.1 – Disponibilidade para fornecimento de serviços de sistema

Tipo de Dispositivo	Regulação de Frequência	Controlo de Tensão/Reactiva	Reservas	Black Start	Load Following
Centrais convencionais	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
CHP	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Diesel	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Eólicas (Indução, ligadas directamente)	Não	Não	Não	Não	Não
Eólicas (DFIG)	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
Eólicas (MS + conversor)	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
Fotovoltaica	Sim	Sim	Não	Não	Não
Microturbina	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Pilhas de combustível	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Hídricas	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Dispositivos de armazenamento de energia	Sim	Sim	Sim	Sim	Não
Cargas controláveis	Sim	Não	Sim	Não	Não

3.5 Modos de Funcionamento Implementados

A estrutura de controlo proposta é passível de aplicação em diversos cenários. Estes podem dividir-se fundamentalmente em dois tipos, consoante a rede de MT se encontra a funcionar isoladamente ou interligada com a rede a montante. Neste trabalho há ainda que ter em conta o facto de a preocupação principal ter sido o controlo de frequência (primário e secundário) e as funções de emergência a elas associadas (reposição de serviço, por exemplo) e não outras funcionalidades, pelo que a descrição genérica das secções anteriores dá agora lugar a uma descrição mais específica do desenvolvimento que efectivamente foi executado no contexto deste trabalho.

Assim, consoante o modo de funcionamento, as tarefas a cumprir pelo CAMC são distintas. Por exemplo, em modo interligado não há necessidade de ter uma participação autónoma no controlo de frequência, mas em modo isolado essa mesma participação é essencial.

Nos pontos seguintes serão descritos os procedimentos que foram definidos para o sistema de controlo hierárquico nos diversos modos de funcionamento de modo a poder responder às necessidades globais do sistema.

3.5.1 Modo Isolado

Quando ocorre o isolamento em relação à rede a montante supõe-se possível utilizar as capacidades avançadas do CAMC para manter a multi-micro-rede em serviço. Tal só será viável se a causa do isolamento for um defeito que não impeça o seu funcionamento normal, tal como, por exemplo, um defeito exterior à MMG. A manutenção em serviço da rede controlada pelo CAMC implica que este terá de gerir o sistema de modo a assegurar a manutenção dos critérios de qualidade de serviço dentro de determinados parâmetros, nomeadamente no que concerne aos valores eficazes das tensões e também ao valor da frequência.

Como o trabalho descrito neste texto se centra fundamentalmente na questão do controlo de frequência e de potência activa, assumiu-se que o problema do controlo de tensão, por ter um carácter mais local, será tratado de modo descentralizado, junto a cada entidade com capacidade para executar esta tarefa. Assim, os parágrafos seguintes irão procurar descrever o método proposto para conseguir um controlo eficaz da frequência numa MMG a funcionar em modo isolado, incluindo a transição para este modo de funcionamento.

Todo o processo para controlo de frequência e, consequentemente, do balanço de potência activa, é coordenado pelo CAMC. Apesar de os MGCC terem esta capacidade, apenas a utilizarão para controlar a frequência na MG que administram e só no caso de esta ficar isolada do resto da MMG. O controlo de frequência em MG isoladas foi já abordado em outros trabalhos [65, 72] pelo que se assumiu aqui que todas as MG se encontram num regime de funcionamento normal, interligado, e que a iniciativa no controlo secundário de frequência cabe exclusivamente ao CAMC.

O CAMC, para realizar um controlo de frequência eficiente, terá de medir continuamente (ou quase continuamente) o valor da frequência na rede. Terá, ainda, de ter informação sobre o estado da interligação da MMG com a rede a montante. Este dado permite ao CAMC decidir se deverá ou não actuar autonomamente de modo a procurar corrigir o valor da frequência caso este se afaste do valor nominal, pois apenas quando a MMG se encontra isolada pode o CAMC tomar as rédeas do controlo de frequência.

O valor da frequência, que se encontra a ser medido de um modo quase contínuo, vai ser utilizado pelo CAMC para definir a resposta que vai ser requerida aos dispositivos sob o seu controlo. Consoante o desvio de frequência observado, o CAMC irá actuar de modo a alterar a relação potência consumida/produzida no interior da MMG.

O CAMC tem também capacidade para procurar anular o erro de frequência, logo terá, adicionalmente, de calcular continuamente o valor do integral do erro de frequência e actuar também de acordo com o valor calculado.

Esta resposta ao conjunto dos valores do erro da frequência e do seu integral é, até certo ponto, semelhante ao comportamento tradicional dos sistemas de controlo automático de produção de energia do tipo AGC (*Automatic Generation Control*, na literatura anglo-saxónica).

A actuação do CAMC não será normalmente contínua mas sim cíclica. Assim, a cada determinado intervalo de tempo, o CAMC usa os valores do erro da frequência e do seu integral para determinar os valores de variação de potência que irá requerer às cargas, fontes e micro-redes que controla. Estes valores são determinados com base em critérios flexíveis e que podem ser adaptados às características da rede e condições de operação desejadas. Estes critérios podem ser, por exemplo, ambientais ou económicos, sendo este último o exemplo patente na implementação apresentada no Capítulo 4.

A periodicidade requerida para a actuação do CAMC será muito diferente consoante a tarefa que este se encontra a desempenhar num determinado momento [80]. No que diz respeito, por exemplo, ao controlo secundário de frequência (uma das preocupações fundamentais deste trabalho), os sistemas AGC convencionais podem enviar comandos a cada 2-4 segundos. No entanto, considerando as características típicas da produção distribuída, é possível que alguns geradores não consigam reagir tão depressa e um tempo tão curto seja desnecessário [80].

Existe uma situação especial dentro do funcionamento em rede isolada e que consiste na recuperação do sistema após o seu colapso, de um modo autónomo. Isto envolve o seguimento de uma sequência de reposição de serviço (*black start*), gerida pelo CAMC, assumindo que já as micro-redes conseguiram, na generalidade, fazer a sua própria reposição de serviço autónoma. A viabilidade do procedimento de reposição de serviço relativo às MG foi já investigada [72], pelo que esta suposição permitirá contar com elas para a recuperação da MMG.

3.5.2 Modo Interligado

Quando a MMG se encontra interligada com a rede a montante, o sistema de controlo autónomo de frequência do CAMC terá, em princípio, de se manter desactivado. Isto acontece para evitar que variações de frequência na rede interligada provoquem a actuação do CAMC e a consequente alteração extemporânea dos pontos de funcionamento dos dispositivos dentro da MMG. De facto, a rede a montante, de maior dimensão, terá normalmente condições para repor a frequência sem necessitar do apoio da MMG e, caso o necessite, o DMS pode requerer a contribuição que pretenda directamente ao CAMC.

Assim, em modo interligado, as MMG comportam-se como “centrais virtuais” (VPP – *Virtual Power Plants*, na literatura anglo-saxónica), respondendo aos pedidos do DMS para alterações de produção, um pouco como descrito em [82, 83], mas numa escala significativamente maior. A principal diferença, perceptível do exterior, quando comparadas com centrais convencionais, é o facto de poderem também funcionar como cargas, dependendo do equilíbrio interno entre a potência gerada e a carga. Também, devido à grande variabilidade da sua composição interna em termos das diferentes tecnologias de produção de energia eléctrica, é possível que a variação da velocidade de resposta com o nível de produção seja substancialmente não linear, uma vez que para diferentes potências geradas pelas MMG, é muito provável que diferentes tecnologias estejam envolvidas. Por exemplo, pode acontecer que o

incremento da potência gerada numa MMG seja rápido para potências baixas devido ao uso prioritário de grupos hídricos e se torne um pouco mais lento para potências mais altas devido a estes grupos terem a sua capacidade já esgotada e se começar a utilizar a potência disponibilizada por grupos de co-geração (CHP, por exemplo). Este efeito encontra-se exemplificado na Figura 3.6.

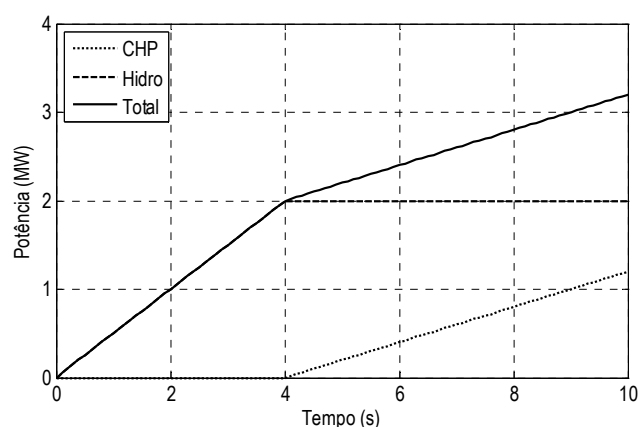


Figura 3.6 – Exemplo da não-linearidade que pode apresentar a saída de potência de uma MMG

Este comportamento como VPP permite que a MMG sob controlo de um determinado CAMC, enquanto em funcionamento interligado, possa ser sujeita a despacho por parte de um centro de controlo da rede de distribuição. Isto pode trazer algumas vantagens, pois permite, por exemplo, utilizar a contribuição das MMG para regular os trânsitos de potência nas linhas, potenciando o aumento da eficiência do sistema de distribuição de energia eléctrica.

Uma MMG pode, ainda, contribuir com alguma potência para a regulação primária de frequência. No entanto, essa contribuição, por depender largamente da composição da MMG em relação aos sistemas de produção de energia instalados, poderá ser relativamente modesta, mesmo à escala da MMG. A regulação primária de frequência por parte das MMG, ao existir, não partirá do CAMC mas sim de fontes localizadas na MMG e equipadas com controladores proporcionais ou outros equivalentes que actuam de forma autónoma. Uma das razões para tal é o facto de a resposta do CAMC nunca poder ser tão rápida como a dos controladores proporcionais, não limitados por atrasos nas comunicações. Note-se, no entanto, que ter alguns tipos de micro-fontes a participar na regulação primária de frequência pode limitar grandemente o aproveitamento que delas se consegue retirar, uma vez que pode conduzir ao desperdício de recursos energéticos primários ou, de outro modo, pode colocar a micro-fonte a operar num ponto de funcionamento não ideal que eventualmente será mais tarde optimizado pelos controladores do nível hierárquico superior (de um modo semelhante ao descrito na Secção 2.5.2.2). Adicionalmente, as alterações de produção inesperadas podem ser inconvenientes para a entidade que opera as micro-fontes, principalmente no caso de estas se destinarem à produção combinada de energia eléctrica e calor.

As fontes que se espera terem maior participação na regulação primária de frequência serão, assim, aquelas que mais se assemelhem a fontes convencionais, já utilizadas com frequência em sistemas

convencionais, tais como grupos diesel, mini-hídricas (se dotadas de máquinas síncronas) e grupos de produção combinada de calor e electricidade (CHP). Por este motivo, apenas MMG com volumes não negligenciáveis de produção com esta origem é que conseguirão ter um contributo apreciável para a regulação primária de frequência.

3.6 Alternativas

Uma alternativa ao controlo hierárquico até agora proposto, em que cada MMG se encontra centrada no CAMC, poderia consistir num tipo de controlo descentralizado, sem qualquer agregador/controlador central ou com as suas funcionalidades mais limitadas. Duas alternativas surgem de imediato:

- Sistema Multi-Agentes (MAS). O uso de agentes inteligentes é, desde há algum tempo, considerada uma hipótese para o controlo de micro-redes [84], tendo sido estudada a sua aplicação nesse âmbito [67], podendo ser adoptado para o uso em MMG. No entanto, tendo em conta o modo como este trabalho se enquadra dentro do Projecto More MicroGrids, não se considerou a exploração desta alternativa¹.
- Sistema descentralizado não coordenado. O uso de reguladores isócronos nas diversas fontes poderia possibilitar este tipo de regime de operação, mas facilmente se constata que o ponto de operação do sistema se tornaria imprevisível, uma vez que iria existir incerteza sobre o volume de carga que cada uma iria tomar [85].

3.7 Conclusões

Neste capítulo foi apresentado o conceito de Multi-Micro-Rede (MMG) tendo sido descrita aquela que pode ser considerada a sua organização de princípio, baseada numa estrutura ao nível da MT e que consiste na agregação de diversas micro-redes, cargas controláveis, sistemas de produção distribuída e eventualmente outros dispositivos sob o controlo de uma única entidade, o CAMC.

Esta organização tem subjacente uma determinada composição, específica de cada MMG, cujos elementos se encontram interligados por uma rede de comunicações que permite o seu controlo eficaz. Esta eficácia advém, em grande parte, da estrutura hierárquica proposta para o sistema de controlo, visto esta permitir a distribuição do esforço computacional por um número de elementos (CAMC e vários MGCC), mantendo sempre a possibilidade de coordenar os esforços de todos os elementos presentes na

¹ Em concreto, a tarefa de integração do MAS no controlo das MMG coube, no âmbito do projecto *MORE MICROGRIDS* (onde os trabalhos desta dissertação se inserem) a outros parceiros que não ao INESC Porto.

MMG de um modo intuitivo, dado que as relações entre eles são facilmente identificáveis por estarem intrinsecamente relacionadas com a sua função ou localização na rede.

Tendo sido analisadas as interações entre os principais controladores envolvidos (DMS, CAMC e os MGCC), verificou-se que o sistema que se pretende implementar requer a existência de um sistema de comunicações para a troca constante de informações sobre o estado de funcionamento dos elementos da MMG.

Uma breve análise conceptual permitiu identificar as funcionalidades requeridas para a correcta operação da MMG. Destas, verificou-se que o controlo de frequência e as funções de emergência (funcionamento em modo isolado e reposição de serviço) seriam alvo de uma atenção especial ao longo deste trabalho.

Neste capítulo foram ainda abordados os modos de funcionamento que esta estrutura de controlo disponibiliza e que foram implementados, permitindo a operação da MMG interligada com a rede a montante, onde o CAMC se encontra sob controlo do DMS, ou em modo isolado, normalmente após ocorrência de um qualquer defeito na rede a montante, e que obriga o CAMC e (outros dispositivos na MMG) a participar activamente na regulação de frequência para manter a MMG em serviço.

Exemplos de implementação de uma plataforma de simulação desta estrutura de controlo, assim como a análise das vantagens obtidas devido à sua utilização, serão apresentados nos capítulos seguintes.

Capítulo 4 – Controlo Hierárquico em Multi-Micro-Redes

4.1 Introdução

O controlo hierárquico estabelecido para uso em multi-micro-redes foi desenvolvido a partir da estrutura proposta na Secção 3.3. Foi, assim, criada a especificação de uma implementação computacional dos conceitos anteriormente apresentados, detalhando-se as acções a desempenhar pelo CAMC e pelos MGCC. Esta metodologia escolhida para implementação do simulador do sistema de controlo e todos os seus subsistemas é descrita na Secção 4.3.

Para a simulação adequada de toda esta estrutura foi ainda necessário o desenvolvimento prévio de uma plataforma, apoiada em *software* apropriado e constituída por todo o conjunto de modelos necessários para uma adequada simulação dinâmica, estando estes descritos na Secção 4.2.

O software de simulação escolhido foi o *Eurostag* 4.2. As principais razões para esta escolha resultam do facto de este possibilitar, nesta aplicação em concreto, uma simulação extremamente rápida, ao contrário, por exemplo, do *Simulink*. Por outro lado, o modo como os modelos são programados neste ambiente permite que a transposição de alguns deles, já anteriormente implementados noutros sistemas [86], pudesse ser feita de um modo relativamente directo. Esta escolha, apesar de condicionada pelos factos apresentados, levou a que algumas limitações do *Eurostag* tivessem que ser contornadas para permitir o sucesso da implementação do sistema de controlo hierárquico, tal como se explicará na Secção 4.3.3.

4.2 Modelos Matemáticos

Nesta secção são enumerados os modelos utilizados na plataforma desenvolvida. Para além de se descrever o modelo matemático geral utilizado para representar o comportamento dinâmico do sistema eléctrico, são também apresentados os modelos individuais dos dispositivos conversores de energia. Alguns destes, por se encontrarem mais bem estabelecidos na literatura, encontram-se aqui descritos apenas sucintamente sendo a sua descrição detalhada remetida para o Anexo A. Aqueles que foram criados para aplicação neste trabalho ou que sofreram alterações de vulto serão aqui alvo de uma maior atenção. Neste último grupo incluem-se os modelos do gerador eólico e dos conversores que se consideram associados aos dispositivos de armazenamento de energia.

4.2.1 Modelo do Sistema Eléctrico

A análise do comportamento dinâmico de um sistema eléctrico exige a resolução de um problema matemático cuja formulação canónica global (modelo de estado) é dada por [87]:

$$\begin{aligned}
\dot{y}_i &= f_i(y, t) & i &= 1, \dots, k \\
0 &= g_j(y, t) & j &= 1, \dots, m \\
y(0) &= y_0
\end{aligned} \tag{4.1}$$

Nesta expressão, y é o vector das variáveis de estado com $(k+m)$ elementos. As equações algébricas surgem principalmente a partir do modelo da rede, ao passo que as equações diferenciais têm a sua origem sobretudo nos modelos dinâmicos dos dispositivos conversores de energia (geradores, controladores, etc.).

Assim, cada um dos componentes do sistema contribui para este modelo global com um conjunto de equações diferenciais e equações algébricas que traduzem o seu comportamento particular.

No que diz respeito às cargas presentes no sistema eléctrico, a dificuldade habitual reside na sua caracterização. Como a rede de teste utilizada não é uma rede real, optou-se por assumir que todas as cargas seriam representadas por um modelo de admitância constante. Estes valores de admitância ($\underline{Y}_L$) são inicialmente determinados a partir dos valores da potência para cada uma das cargas e do conhecimento do módulo das tensões iniciais no barramento onde estas se encontram ligadas (4.2). A tensão inicial é determinada a partir da resolução de um primeiro trânsito de potências.

$$\underline{Y}_L = \frac{P^0 - jQ^0}{|V^0|^2} \tag{4.2}$$

No entanto, em cada passo de simulação e de um modo dependendo da tensão, a potência activa e reactiva em cada nó irão ser actualizadas [87]:

$$\begin{aligned}
P_i(t) &= [P_{Li}(t) - C_i P_G^*] \frac{|U|^2}{|U_0|^2} \\
Q_i(t) &= [Q_{Li}(t) - C_i Q_G^*] \frac{|U|^2}{|U_0|^2}
\end{aligned} \tag{4.3}$$

Nestas expressões, válidas para uma carga i num determinado nó (o *Eurostag* permite várias cargas por nó, referindo-se a elas como *sub-loads*), a componente entre parêntesis rectos representa a carga,

incluindo a sua eventual variação temporal¹. Como se vê, esta carga surge a multiplicar pelo quadrado do quociente entre a tensão actual e a tensão inicial no nó em causa, actualizando-se assim o seu valor.

Nas secções seguintes descrevem-se os modelos adoptados para os restantes elementos que podem ser integrados nesta plataforma de simulação, integrando ou não o sistema consoante o cenário em estudo.

4.2.2 Máquina Diesel e Regulador de Velocidade

As máquinas Diesel e os reguladores de velocidade a elas associados têm tido, tradicionalmente, um papel fundamental na análise da estabilidade de sistemas isolados. No entanto, este papel pode surgir mais limitado quando o contexto é a análise do funcionamento de sistemas de MT com várias micro-redes e outros dispositivos com capacidade de participação na regulação de frequência. A isto pode ainda acrescentar-se a importância que actualmente é dada a fontes de energia que contribuam para a redução de emissões de CO₂.

A rede de teste inclui apenas um único grupo Diesel que é, na grande maioria dos cenários, o único gerador com capacidade autónoma para anular o erro de frequência quando o sistema funciona em modo isolado. Esta capacidade surge do facto de o regulador de velocidade incorporar um controlador integral.

O modelo escolhido para representar o comportamento de um motor Diesel com regulação isócrona é uma versão um pouco mais simplificada do descrito em [88], tendo em conta as boas provas dadas em outras aplicações neste domínio [89, 90].

Dado que este modelo já se encontra bastante bem estabelecido na literatura, a sua descrição mais detalhada não se fará aqui, podendo ser encontrada no Anexo A, Secção A.1.

Neste grupo Diesel considera-se ainda a existência de uma máquina síncrona associada ao motor Diesel. Para este efeito utilizou-se um modelo convencional da máquina síncrona, de 6ª ordem, tal como disponibilizado na biblioteca de modelos do *Eurostag*, apresentado no Anexo A, Secção A.5. Este modelo pode ser considerado de utilização corrente em estudos de estabilidade [85].

O regulador de tensão utilizado nesta máquina síncrona é um modelo padrão, preconizado pelo IEEE, e que se apresenta no Anexo A, Secção A.6.

4.2.3 Turbina a Vapor e Regulador de Velocidade

As turbinas a vapor surgem, na rede de teste, associadas à produção combinada de energia eléctrica e vapor para processos industriais (CHP). Este tipo de co-geração pode, em muitos cenários, ser

¹ Não caberá aqui entrar em mais detalhes sobre a modelação adoptada pelo *Eurostag*. Para mais informação sobre a notação utilizada sugere-se a consulta da bibliografia referida.

considerado a base do sistema de produção distribuída, principalmente quando a rede em estudo abarca instalações que necessitem de calor para os seus processos de produção.

Apesar de existir, no *Eurostag*, o modelo duma turbina a vapor, a sua implementação é muito detalhada, tornando muito difícil a obtenção de um conjunto coerente de parâmetros. Por esta razão, e também por uma questão de simplicidade e rapidez de simulação, optou-se por utilizar um modelo mais simplificado.

O modelo adoptado neste trabalho é apresentado em [85] e a sua descrição detalhada pode ser consultada no Anexo A, Secção A.2.

Associada às turbinas a vapor, encontra-se uma máquina síncrona. Para simular esta máquina utilizou-se um modelo convencional da máquina síncrona, de 6ª ordem, tal como disponibilizado na biblioteca de modelos do *Eurostag*, apresentado no Anexo A, Secção A.5.

4.2.4 Turbina Hidráulica e Regulador de Velocidade

Dependendo do potencial admitido para a zona de implantação da rede em estudo, a produção de energia eléctrica recorrendo a recursos hídricos pode ser um exemplo paradigmático de produção dispersa ou distribuída.

Neste trabalho assumiu-se que a produção hídrica existente é de pequena dimensão (mini ou micro-hídrica) e que utiliza geradores assíncronos ligados directamente à rede, um tipo de máquina de uso corrente neste tipo de aplicações [46].

Dado que não se pretende estudar detalhadamente o comportamento da componente hidráulica da turbina, juntamente com o facto de o modelo fornecido com o *Eurostag* ser vocacionado para hídricas de grandes dimensões e ser muito detalhado, tornando difícil a obtenção de um conjunto de parâmetros completo e coerente, optou-se por não utilizar o modelo disponibilizado mas sim implementar uma alternativa que pudesse ser utilizada de forma mais simples e flexível.

O modelo adoptado para a turbina hidráulica, assim como o dos dispositivos actuadores (servomotores e válvulas de controlo), seguem genericamente a abordagem documentada em [85, 91] e todo este conjunto vai ter a sua implementação detalhada no Anexo A, Secção A.3. Esta implementação é excessivamente detalhada para grande parte da utilização que vai ter, uma vez que não se pretende estudar a operação do sistema com as turbinas hidráulicas a participarem autonomamente no controlo de frequência¹. Por esta razão, foi pensada uma implementação adicional, mais simplificada, apresentada na mesma Secção A.3.

¹ Exceptuando-se na análise apresentada na Secção 5.8.

Para simular a máquina assíncrona associada a esta turbina hidráulica pode ser utilizado o modelo disponibilizado pelo *Eurostag* ou, em alternativa, o modelo do gerador assíncrono implementado originalmente para aplicação nos geradores eólicos (Secção 4.2.9.2). Este último, apesar de representar uma máquina assíncrona equipada com conversores de electrónica de potência e com os terminais rotóricos acessíveis, pode também ser usado para simular uma máquina de indução convencional desde que as tensões do rotor sejam forçadas a zero e os restantes parâmetros, da máquina e dos controladores associados, sejam escolhidos com critério.

4.2.5 Microturbina

As microturbinas podem encontrar aplicação como sistemas CHP (*Combined Heating & Power*) ou CCHP (*Combined Cooling, Heating & Power*) em sistemas de pequena a média dimensão [92]. Assim, a sua utilização em micro-redes é expectável numa grande variedade de situações, contribuindo assim para o volume de produção distribuída na rede eléctrica.

Na produção distribuída, existem fundamentalmente dois tipos de microturbinas, sendo ambas pequenas turbinas a gás. No tipo *single-shaft*, um único veio é partilhado pela turbina e pelo alternador, que irá assim rodar a velocidades muito elevadas. No tipo *split-shaft* existe uma caixa redutora que altera a velocidade do eixo da microturbina para valores mais reduzidos. A máquina eléctrica utilizada depende, então, do tipo de microturbina escolhida. Microturbinas *single-shaft* requerem normalmente alternadores relativamente pequenos, geralmente de ímanes permanentes. Com microturbinas *split-shaft* já se poderão utilizar alternadores ou geradores assíncronos convencionais.

Compreende-se facilmente que a versão *single-shaft*, devido à sua grande velocidade de rotação, obriga à utilização de conversores de frequência (AC-DC-AC) para interligar a tensão de alta frequência (1500 a 4000 Hz) com a rede [93].

Neste trabalho, considera-se que a eventual utilização de microturbinas tem por objectivo a produção de energia, sem se prever a sua contribuição autónoma para a regulação de frequência. Por outro lado, não vai ser analisado o seu comportamento em situações de arranque nem de defeito. Assim, o seu comportamento em regime transitório rápido não vai ser muito importante, o que influencia as características do modelo a implementar, simplificando-as significativamente. Nomeadamente, o recuperador é um dos componentes que perde relevância, pois, dada a grande constante de tempo a ele associada, pode ser encarado apenas como um meio de incrementar a eficiência da microturbina.

O modelo GAST para a turbina e para o seu regulador é um dos mais comuns, sendo caracterizado por ser muito simples e por adoptar procedimentos de modelização típicos [94]. Assim, pelas razões já referidas, o modelo utilizado será o da microturbina GAST sem o estatismo [93], que se encontra descrito com detalhe no Anexo A, Secção A.4.

Esta turbina, que se considerará ser do tipo *single-shaft*, vai estar acoplada a uma máquina síncrona de ímanes permanentes. A máquina síncrona vai ter associado um conversor AC-DC-AC a interligá-la

com a rede, conversor este controlado de modo a que a máquina funcione num regime optimizado relativamente à sua velocidade de rotação e potência activa. Todo este conjunto vai ter o seu modelo implementado de acordo com o descrito em [95] e detalhado no Anexo A, Secção A.4.

4.2.6 Painel Fotovoltaico

Apesar de ser um tipo de produção de energia eléctrica cuja relação custo/benefício é ainda muito discutida (por exemplo, em [96]), a sua popularidade mediática e social, o regime de incentivos a que é sujeita e as expectáveis evoluções tecnológicas do futuro podem contribuir para a disseminação generalizada da instalação de painéis fotovoltaicos. [97, 98].

Para a simulação deste tipo de produção, partiu-se de um conjunto de pressupostos. Assim, tendo em conta a duração reduzida dos períodos de simulação que se previa utilizar, optou-se por não simular variações de intensidade da luminosidade solar. Por outro lado, a reduzida potência que se esperava atribuir a este modo de produção de energia eléctrica, assim como o facto de a sua utilização ocorrer apenas dentro das micro-redes, juntamente com os dispositivos de armazenamento aí existentes, conduz a que a sua influência no comportamento da frequência do sistema seja muito reduzida. De facto, mesmo que se considere que os painéis fotovoltaicos se encontram associados a dispositivos de armazenamento próprios, equipados com inversores e ligados à rede, a reduzida potência que se espera obter é quase totalmente coberta pela maior contribuição das restantes fontes presentes na MG.

No caso do modelo deste dispositivo, a abordagem adoptada foi, assim, extremamente simples. Apesar de alguns autores considerarem que a dinâmica dos conversores dos painéis fotovoltaicos não pode ser ignorada [99], a reduzida dimensão que iriam ter nesta aplicação concreta e o facto de a sua inclusão nas micro-redes pretender apenas ilustrar a gama diversificada de tipos de produção disponível, levou a que se optasse por considerar a dinâmica do modelo praticamente irrelevante, representando-se os painéis fotovoltaicos por fontes de potência constante [72, 100] tal como disponibilizadas nos modelos padrão do *Eurostag*.

4.2.7 Célula de Combustível

As células de combustível (também denominadas pilhas de combustível ou *fuel cells*, na literatura anglo-saxónica¹) são um tipo de tecnologia de produção de energia eléctrica em rápido desenvolvimento

¹ A denominação utilizada daqui em diante será a utilizada na literatura anglo-saxónica (*fuel cell*) por esta se encontrar amplamente divulgada.

[93]. Estas têm potencial para apresentar um alto rendimento (35 a 60%), emissões nulas ou baixas, níveis de ruído quase nulos e uma grande fiabilidade devido à quase inexistência de componentes mecânicos.

Uma célula de combustível, é um dispositivo que permite produzir energia eléctrica através de um processo químico que consiste, basicamente, em fazer passar hidrogénio por um ânodo e oxigénio por um cátodo, existindo ainda um electrólito que é fundamental para permitir as trocas de iões.

Uma *fuel cell* é constituída fundamentalmente por três componentes [93]:

- **Processador de combustível (*fuel processor*):** cumpre a função de transformar combustíveis (gás natural, por exemplo) em hidrogénio e outros gases. O ideal seria dispensar o processador de combustível, utilizando directamente hidrogénio, mas este não existe naturalmente na forma gasosa nas quantidades convenientes, sendo o uso do processador de combustível uma das formas mais económicas de o obter.
- ***Fuel cells*:** são responsáveis por gerar a energia eléctrica. Cada uma, individualmente, produz uma tensão relativamente baixa, por isso são necessárias muitas *fuel cells* individuais para se obter níveis de tensão adequados.
- **Inversor:** responsável pelo interface com a rede. A tensão gerada na *fuel cell* é contínua, logo, para ligar o sistema à rede, é necessário converter a tensão contínua em alternada. O inversor é um conversor DC-AC concebido com base em dispositivos de electrónica de potência (semicondutores comutáveis).

Por ser uma das maiores características distintivas dos diferentes tipos de *fuel cells*, estas são normalmente caracterizadas pelo electrólito em uso.

O modelo de *fuel cell* considerado para efeitos de inclusão nesta plataforma de simulação é o modelo de uma *fuel cell* do tipo SOFC (*Solid Oxide Fuel Cell*). É de esperar, tendo em conta o carácter dos cenários onde se pretende usar este modelo, que a resposta temporal de outros tipos de *fuel cells* seja semelhante. Estas *fuel cells* do tipo SOFC apresentam a potencial vantagem de trabalhar a temperaturas elevadas, da ordem dos 1000°C, o que pode permitir a associação de uma turbina a vapor, elevando os rendimentos do conjunto de cerca de 50% para valores próximos dos 70%.

Dado que este modelo já se encontra bastante bem estabelecido na literatura, a sua descrição mais detalhada não se fará aqui, podendo ser encontrada no Anexo A, Secção A.7.

4.2.8 Dispositivos de Armazenamento de Energia

Os dispositivos de armazenamento de energia podem ter uma importância enorme no contexto do funcionamento em rede isolada de ilhas com elevada penetração distribuída. Com efeito, o facto de muitos dos sistemas utilizados para produção dispersa ou distribuída serem limitados na sua capacidade de resposta e dependerem de recursos muitas vezes de carácter intermitente faz com que a disponibilidade de

reservas rápidas seja um factor crítico para o sucesso, por exemplo, das transições para funcionamento em rede isolada.

Alguns dos mais populares dispositivos de armazenamento de energia, para entrega instantânea quando tal for necessário, são os volantes de inércia (normalmente designados como *flywheels*) e os diversos tipos de baterias. Encontram-se disponíveis modelos que permitem analisar o comportamento destes tipos de dispositivos de armazenamento de energia [101]. No entanto, o grande detalhe com que esta análise é feita não se coaduna com o que se pretende para os modelos a desenvolver para este trabalho. Adicionalmente, dado o período de tempo que a maioria das simulações irão abranger, é possível considerar que os dispositivos de armazenamento são simplesmente modelados por fontes constantes de tensão contínua (sendo que, no caso das *flywheels*, considera-se implícito o uso de um rectificador adequado).

Estes tipos de dispositivos não podem encontrar-se ligados directamente à rede eléctrica, necessitando de conversores DC/AC (inversores) adequados. Estes dispositivos comportam-se como fontes de tensão controladas, interligados com a rede por meio de uma impedância fundamentalmente indutiva. O sistema de controlo destes dispositivos tem uma influência preponderante no seu comportamento, assim como o facto de disporem de uma capacidade limitada de armazenamento, pelo que foram estes os factores tidos mais em conta na implementação do modelo. Não foram modeladas, por exemplo, todos os pormenores relativos à comutação dos elementos semicondutores (electrónica de potência). Deste modo, alguns detalhes referentes a transitórios de comutação, harmónicos e perdas são desprezados, o que é habitual em estudos de estabilidade dinâmica do tipo aqui apresentado [5, 63, 65, 102-105].

4.2.8.1 Inversor de Fonte de Tensão

Assim, em todo o trabalho assumiu-se que os elementos de armazenamento seriam interligados com a rede através de inversores comportando-se como fontes de tensão (VSI - *Voltage Source Inverter*). Esta escolha é motivada pela adopção com sucesso deste conceito em trabalhos que envolvem o estudo de micro-redes em funcionamento em rede isolada [5, 65, 72, 106], situação que foi inicialmente vista como de certo modo afim àquela estudada neste trabalho, se bem que numa escala menor. A utilização de VSI programados de modo adequado permitiria que vários destes dispositivos se pudessem encontrar a funcionar em modo interligado ou, se necessário, em rede isolada, partilhando entre eles a carga existente [65, 107].

A implementação adequada destes dispositivos não é uma questão trivial devido ao facto de haver uma grande dificuldade em medir com precisão a frequência e a tensão da rede no ponto de ligação do VSI (Figura 4.1).

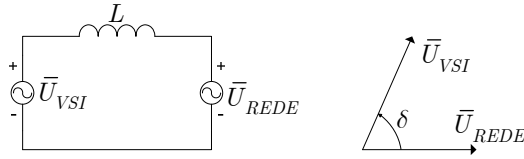


Figura 4.1 – Fonte de tensão acoplada à rede por indutância

Dado que as potências transferidas do VSI para a rede podem ser dadas pelas expressões (4.4), bem conhecidas, por exemplo, da sua aplicação no estudo da máquina síncrona [108], torna-se claro que pequenas alterações no módulo das tensões ou na frequência (que afectam o ângulo δ entre as tensões) podem originar trânsitos indesejados de potência entre o VSI e a rede.

$$P = \frac{U_{VSI} U_{REDE}}{\omega L} \sin \delta$$

$$Q = \frac{U_{VSI} U_{REDE}}{\omega L} \cos \delta - \frac{U_{VSI}^2}{\omega L} \quad (4.4)$$

A isto pode acrescentar-se a questão relativa aos parâmetros das linhas. As expressões indicadas são válidas quando a componente resistiva das ligações é nula ou desprezável. Em redes de distribuição, acontece frequentemente não ser este o caso. Se os inversores forem os únicos elementos a operar na rede e não houver outra referência de forma de onda de tensão (máquinas síncronas, por exemplo), irão surgir dificuldades na operação destes dispositivos [109].

Por esta razão, de modo a eliminar a instabilidade inerente à imprecisão na medição da frequência, foi proposto um sistema [109] que recorre à medição das potências de saída do inversor para calcular a frequência e o módulo da tensão que este deve sintetizar, visto que a medição da potência activa é mais simples de realizar do que a medição da frequência. Com base nestas potências, o controlador do VSI ajusta a frequência e o módulo da tensão que se encontra a sintetizar de acordo com (4.5). Estas expressões derivam do facto de se pretender que o VSI emule o comportamento de uma máquina síncrona, controlando a tensão e a frequência no sistema [65, 72, 105]. Assim, tal como para as máquinas síncronas, também os VSI vão diminuir a sua frequência interna de funcionamento quando a potência debitada aumenta. A expressão para a tensão garante a partilha de potência reactiva entre VSI ligados em paralelo ou em locais electricamente próximos.

$$\begin{aligned} \omega &= \omega_0 - K_P \times P \\ V &= V_0 - K_Q \times Q \end{aligned} \quad (4.5)$$

Nesta expressão, P e Q são as potências (medidas) à saída do inversor, as constantes K_P e K_Q são ganhos proporcionais, e ω_0 e V_0 são os valores de frequência e tensão quando o inversor não se encontra a debitar potência alguma.

Por outro lado, para operação em rede interligada, e caso se pretenda obter uma injeção de potência P_1 e Q_1 por parte do VSI, é necessário ajustar os valores de ω_0 e V_0 de acordo com (4.6), obtendo novos valores ω_{01} e V_{01} para a tensão gerada pelo VSI. Este processo seria tipicamente efectuado por uma entidade (MGCC ou CAMC) ou malha de contorno externa, nenhum dos quais está representado na Figura 4.2 nem na Figura 4.3.

$$\begin{aligned}\omega_{01} &= \omega_{rede} + K_P \times P_1 \\ V_{01} &= V_{rede} + K_Q \times Q_1\end{aligned}\quad (4.6)$$

O VSI pode permitir, assim, o funcionamento correcto em ambos os cenários (rede isolada ou interligada), sem alterações substanciais no processo de controlo.

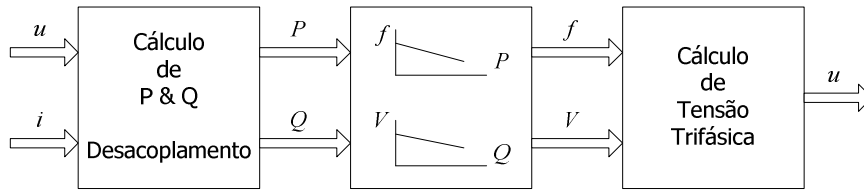


Figura 4.2 – Diagrama de blocos genérico do controlo do VSI [65]

Este sistema funciona com base nos valores instantâneos da tensão de saída do inversor. A sua concepção inicial foi pensada para implementação em ambiente *MATLAB/Simulink* (Figura 4.3) e foi com base nesta implementação que se procurou efectuar a transposição para a plataforma *Eurostag*.

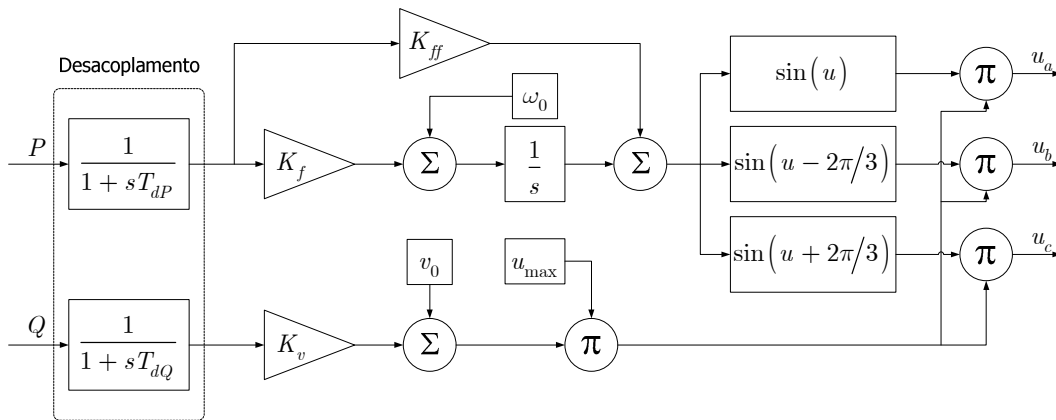


Figura 4.3 – Controlador do VSI para rede isolada, tal como implementado em ambiente *Simulink* [106]

4.2.8.2 Abordagem Alternativa

O modelo do VSI, quando implementado em *Eurostag*, não teve, no entanto, o desempenho desejado. O *Eurostag*, que tem o seu método de integração numérico otimizado para sistemas em que as grandezas não se encontram constantemente a variar com o tempo, simula este modelo de um modo extremamente lento. De facto, constatou-se que a rápida variação sinusoidal das grandezas conduz a que nunca se tenha a oportunidade de aumentar o passo de simulação.

Assim, foi necessário considerar uma alternativa a esta primeira abordagem utilizada para a modelação do VSI, que não fosse baseada na utilização directa das ondas sinusoidais da tensão e no controlo directo da sua amplitude e fase. No entanto, não se colocou em causa a necessidade de obter desta alternativa o mesmo tipo de comportamento que se teria do VSI. Com efeito, o facto do VSI controlado do modo já descrito possibilitar a emulação da máquina síncrona convencional permite esperar que este contribua para a estabilidade da rede quando em modo isolado.

Para a implementação alternativa considerou-se, à partida, que no *Eurostag* todos os modelos de fontes não convencionais têm de ser implementados recorrendo a injectores de potência. Estes “dispositivos” são os únicos disponibilizados pelo *Eurostag* que permitem efectuar a interligação entre os modelos e a rede eléctrica, recebendo à entrada valores de potência activa ou reactiva e traduzindo-os nos valores correspondentes de corrente a injectar no ponto de ligação na rede. Tendo este facto em conta, identifica-se já uma das inconveniências do modelo da Figura 4.3: as saídas em valores instantâneos de tensão têm de ser convertidas em valores de potência de modo a que o modelo possa ser utilizado no *Eurostag*. Assim, pela conveniência clara de utilizar um modelo do qual se derivem directamente os valores das potências activa e reactiva, sem utilização intermédia das grandezas sinusoidais das tensões, procurou-se abordar o problema por outra perspectiva, utilizando as expressões seguintes.

$$P = \frac{U_{VSI} U_{REDE}}{X} \sin \delta \quad (4.7)$$

$$Q = \frac{U_{VSI} U_{REDE}}{X} \cos \delta - \frac{U_{VSI}^2}{X}$$

Onde se tem (todas em unidades em p.u. excepto se indicado):

P e Q – potências activa e reactiva injectadas pelo VSI

U_{VSI} – tensão interna do VSI

U_{REDE} – tensão aos terminais do VSI

δ – diferença de fase entre a tensão interna do VSI e a tensão aos terminais [rad]

X – reactância interna do VSI

Face às expressões indicadas em (4.4), nestas surge a reactância X no lugar do produto ωL . Para a utilização destas expressões ser válida, foi necessário considerar que:

- Nas simulações realizadas a frequência não se afastaria muito do valor nominal;
- A impedância interna do inversor é fundamentalmente constituída por uma reactância de valor relativamente elevado.

Apesar de estas expressões serem normalmente utilizadas apenas para análises em regime permanente, é possível assumir a validade do seu uso no contexto deste trabalho dado que não se pretende analisar em detalhe fenómenos transitórios rápidos (o que aliás já acontecia em certa medida com o modelo que se procurou adoptar anteriormente, uma vez que desprezava a dinâmica associada à electrónica de potência, por exemplo).

Há que notar que, quando implementado desta forma (4.7), não há qualquer alusão à frequência no controlo do VSI. Este facto é claramente impeditivo do uso do VSI como referência de onda de tensão quando funcionando em rede isolada. No entanto, esta limitação tem um impacto real muito reduzido nos cenários e na plataforma de simulação em que se pretende usar este modelo:

- Numa MMG, há uma boa probabilidade de existirem máquinas síncronas convencionais, ao contrário do que acontece nas micro-redes. Assim, não se considerou ser necessário incorporar nos VSI estratégias de controlo avançadas, destinadas a permitir o funcionamento em rede isolada de (multi-)micro-redes que não contenham máquinas síncronas que disponibilizem referências globais de frequência e/ou tensão [65].
- O *Eurostag* apresenta uma limitação incontornável devido ao facto de o VSI ter de ser simulado com o recurso a injectores de potência. Estes elementos são desligados pelo próprio *Eurostag* assim que se encontram numa zona da rede que não tenha máquinas síncronas ligadas. Portanto, mesmo que o modelo estivesse equipado para disponibilizar referências de tensão ou de frequência quando necessário, este facto inviabilizaria a sua utilização neste contexto.

Relativamente ao primeiro destes dois pontos, e mais concretamente no que diz respeito às estratégias de controlo referidas em [65] como “*multi master operation*” (MMO) ou “*single master operation*” (SMO), o facto de não ser previsível¹ ter os VSI a funcionar em rede isolada nos cenários que serão estudados, conduz a que não haja a necessidade de implementar tais estratégias nesta plataforma.

4.2.8.3 Programação do Controlador do VSI

O controlador do VSI é programado de modo a que este, manipulando os valores de U_{VSI} e de δ , permita emular o comportamento de uma máquina síncrona convencional, não injectando nenhuma

¹ Nem possível, tendo em conta as limitações já referidas da plataforma de simulação em uso.

energia na rede desde que a frequência do sistema se mantenha constante. No caso de a frequência variar abruptamente, a alteração repentina da fase da tensão no ponto de ligação com a rede vai desencadear a injeção de potência positiva ou negativa, dependendo se a frequência diminui ou aumenta, respectivamente. Segue-se, assim, o comportamento já preconizado para o modelo que previamente se procurou adoptar [65].

Os VSI modelados encontram-se ainda equipados com um controlador proporcional tradicional e podem também receber comandos para alteração de produção originados no CAMC ou nos MGCC.

O diagrama de blocos do controlador do VSI responsável principalmente pela injeção de potência activa pode ser observado na Figura 4.4. Este controlador tem três funções:

- Em regime permanente (e, adicionalmente, com $P_{REQ} = 0$), este controlador assegura que o ângulo δ à saída seja nulo, de modo a que a potência P seja também nula;
- Possibilita a injeção de uma potência arbitrária através da entrada P_{REQ} ;
- Possibilita a resposta activa a variações de frequência através da entrada assinalada por Δf , de um modo semelhante ao observado em reguladores proporcionais (por *droop*) convencionais.

O controlador PI (Proporcional-Integral) que se observa na figura tem, na prática, a função de determinar o ângulo δ que origine a potência de saída adequada face ao pedido naquele momento.

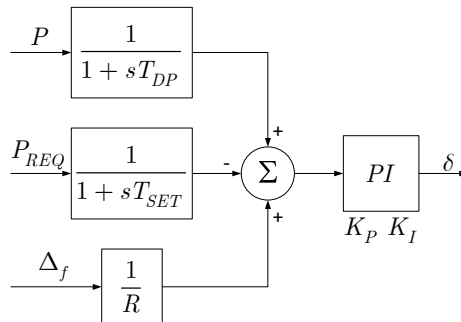


Figura 4.4 – Diagrama de blocos do controlo do VSI (potência activa)

Nesta figura tem-se que (todas em unidades em p.u. excepto se indicado):

P – potência activa injectada pelo VSI

P_{REQ} – potência activa pedida ao VSI

T_{DP} – constante de tempo associada ao controlo de potência activa [s]

T_{SET} – constante de tempo associada ao controlo externo de potência [s]

Δf – erro de frequência

R – estatismo (*speed droop*)

K_P e K_I – ganhos do controlador PI associado ao controlo de potência activa

δ – diferença de fase entre a tensão interna do VSI e a tensão aos terminais [rad]

Se o controlo proporcional (*droop*) não estiver activado e P_{REQ} for nula, a injeção de potência activa ocorrerá apenas enquanto o VSI não ajusta o seu ponto de operação, sendo o seu comportamento idêntico ao de uma máquina síncrona com excitação constante e sem controlo de potência mecânica. A constante de tempo T_{DP} pode ser eventualmente equiparada à constante de inércia de uma hipotética máquina síncrona equivalente.

A função para injeção de uma potência arbitrária P_{REQ} foi adicionada na eventualidade de incorporar o VSI no sistema de controlo hierárquico descrito neste trabalho. Apesar da capacidade limitada dos sistemas de armazenamento para disponibilizar este tipo de contribuição, considerou-se expectável que em algumas situações a sua integração no controlo hierárquico possa vir a evitar algumas operações de deslastre de carga.

Já com o controlo proporcional activado, permite-se que o VSI injecte ou absorva potência activa durante períodos em que a frequência se encontra afastada do seu valor nominal. Este tipo de actuação, comum às máquinas síncronas convencionais (com controlo primário de frequência), tem o potencial para melhorar significativamente a resposta do sistema a perturbações com grande impacto nos desvios de frequência (transição para rede isolada, por exemplo). No entanto, tanto esta situação como a descrita anteriormente (relativa à injeção de uma potência arbitrária P_{REQ}) não se podem manter por um tempo indefinido, visto este ser limitado pela capacidade dos elementos de armazenamento de energia acoplados ao VSI.

Tal como numa máquina síncrona convencional sem regulador de excitação, o comportamento relativo à injeção de potência reactiva depende dos níveis de tensão. Assim, o VSI injectará potência reactiva quando a tensão interna do VSI for maior do que a tensão no ponto de ligação, consumindo potência reactiva na situação inversa. Isto acontece porque a tensão gerada pelo inversor permanecerá constante na ausência de um controlador. Neste modelo optou-se por incluir um controlo proporcional que vai procurar limitar a injeção de potência reactiva. Este controlo, opcional, actua reduzindo a tensão sintetizada pelo inversor de um modo proporcional ao aumento da injeção de potência reactiva provocado pela queda da tensão da rede, aos terminais do VSI. Na Figura 4.5 está representada a porção do controlo que permite o funcionamento tal como agora descrito.

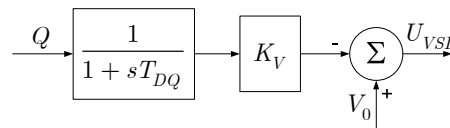


Figura 4.5 – Diagrama de blocos do controlo do VSI (potência reactiva)

Nesta figura tem-se que (todas em unidades em p.u. excepto se indicado):

Q – potência reactiva injectada pelo VSI

U_{VSI} – tensão interna do VSI

V_o – tensão base (normalmente igual ao valor nominal da tensão ao terminais do VSI)

T_{DQ} – constante de tempo associada ao controlo de potência reactiva [s]

K_V – ganho associado ao controlo de potência reactiva

4.2.8.4 Validação

Este modelo alternativo foi sujeito a validação através da comparação de simulações com o modelo que se procurou adoptar inicialmente. Estas simulações foram realizadas com ambos os modelos implementados em ambiente *MATLAB/Simulink* e, não se podendo esperar obter respostas idênticas de dois modelos desenvolvidos de modo tão diferente, era contudo importante que globalmente fossem semelhantes, principalmente no que diga respeito à resposta inicial a uma qualquer perturbação.

Na Figura 4.6 mostra-se, a título de exemplo, a comparação das respostas dos dois modelos quando, num pequeno sistema composto apenas pelo VSI, um grupo Diesel e uma carga, esta é elevada em 25% instantaneamente (em degrau).

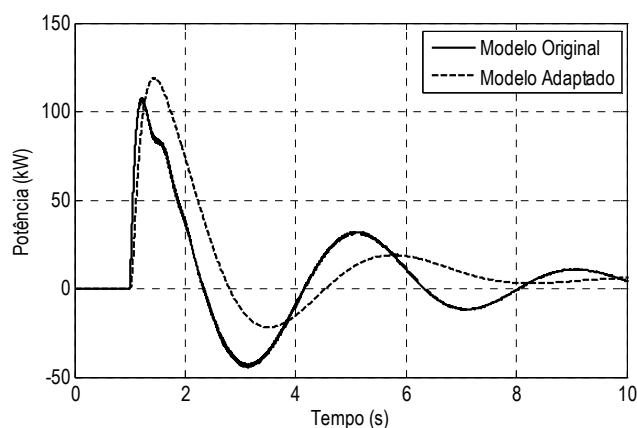


Figura 4.6 – Comparação entre as respostas dos dois modelos face a um aumento de carga brusco

Verifica-se que o modelo adoptado se aproximou razoavelmente da abordagem inicialmente considerada, principalmente nos primeiros instantes da resposta. Para conseguir este tipo de desempenho, que se considera suficiente para os propósitos em causa, foi necessário apenas ajustar os parâmetros do VSI até se conseguir uma aproximação satisfatória entre as duas curvas após a conclusão das respectivas simulações.

4.2.8.5 Considerações Finais

Apesar de se ter considerado que os dispositivos de armazenamento seriam representados por fontes DC constantes, continuou-se a assegurar a possibilidade de definir uma determinada capacidade máxima de armazenamento. Assim, o modelo inclui limitadores que se destinam a emular os limites de energia intrínsecos a estes dispositivos. Deste modo o VSI apenas injectará potência na rede enquanto as

reservas armazenadas não se esgotarem. Ao mesmo tempo, não poderá absorver energia da rede a ponto de aumentar a energia acumulada para além do seu limite de armazenamento de energia.

Estes limitadores são implementados com integradores da potência de saída do VSI, subtraindo a energia entregue à rede à energia ainda armazenada. Sempre que a energia armazenada se esgota o fluxo de potência tem de ser interrompido. O simétrico é também verdadeiro: quando o VSI se encontra a absorver energia da rede esta é somada à carga acumulada e, quando esta atinge o seu máximo, o processo é interrompido.

A Figura 4.8 apresenta o diagrama de blocos deste controlador, sendo de salientar o limitador variável que pode ter a entrada superior a 0 ou 1 (valores em p.u.) e a entrada inferior a -1 ou 0 (também em p.u.) consoante o intervalo onde se encontra o valor da energia armazenada no dispositivo (E_A).

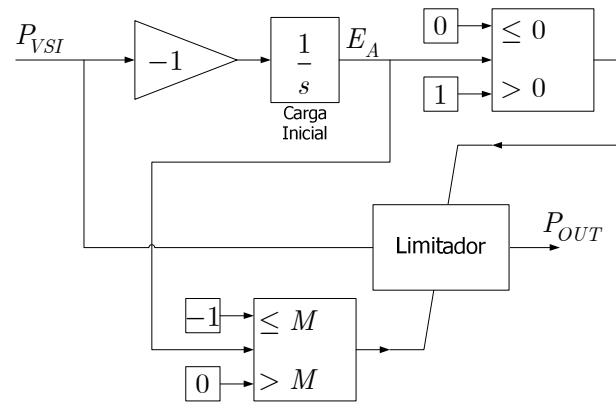


Figura 4.7 – Diagrama de blocos do limitador de fluxo de potência activa do VSI

Nesta figura tem-se que (em p.u.):

P_{VSI} – potência activa injectada pelo VSI

P_{OUT} – potência activa injectada pelo VSI

E_A – energia

M – energia máxima que pode ser armazenada

O integrador terá de ser previamente inicializado com o valor correspondente à carga inicial do dispositivo de armazenamento, sendo que o valor igual a M indica um dispositivo completamente carregado.

A Figura 4.8 exemplifica o funcionamento esperado deste limitador para uma sequência temporal específica de potências de saída.

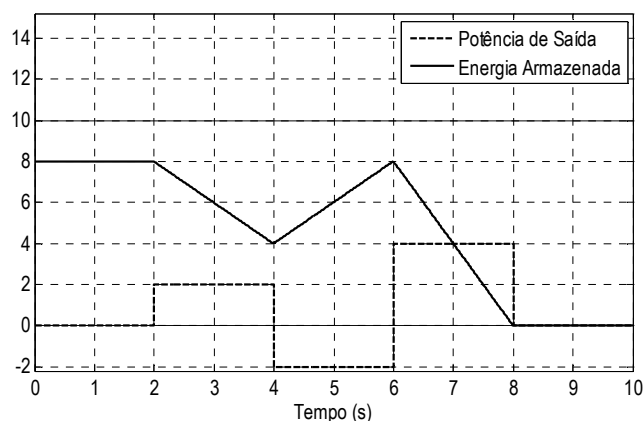


Figura 4.8 – Limites de energia nos dispositivos de armazenamento

É possível observar um período de descarga, imediatamente seguido por outro de carga que vai recuperar o valor inicial de energia acumulada. Posteriormente, um período com a injeção de uma maior potência na rede vai esgotar as reservas internas de energia, conduzindo a que potência que se encontra a ser injectada tenha de ser anulada. Note-se que, neste caso concreto, a simulação não se inicia com o dispositivo de armazenamento com a carga completa.

Na Tabela 4.1 podem ser consultados os parâmetros adoptados para os VSI associados a dispositivos de armazenamento de energia e instalados na rede de teste utilizada nesta dissertação. Nos casos em que as potências diferiram da aqui indicada, considerou-se que tal se devia à instalação agrupada de mais do que um módulo em conjunto, pelo que as características dinâmicas individuais não surgem alteradas.

Tabela 4.1 – Parâmetros do VSI (em p.u. excepto se indicado)

Parâmetro	Valor
P_{NOM} (kW)	150
K_{IP}	1
K_{PP}	1
R	0.02
K_V	3
T_{DP} (s)	2
T_{DQ} (s)	1
T_{SET} (s)	0.1
X	0.25

4.2.9 Gerador Eólico

A generalização do uso de geradores eólicos é, actualmente, uma realidade incontornável, pelo que a possibilidade de utilização deste tipo de modelos numa plataforma deste tipo, que se pretende eclética, é essencial.

As diferenças tecnológicas entre os vários sistemas de conversão de energia eólica em eléctrica encontram-se, por exemplo, ao nível do controlo das pás da turbina e no tipo de máquina eléctrica utilizada, assim como dos controladores e conversores de electrónica de potência a ela associados.

O controlo de inclinação das pás pode ser de dois tipos, um que mantém o comportamento geral das pás, como se fossem asas de um avião (controlo de inclinação tradicional, ou de *pitch*, na literatura anglo-saxónica) e outro em que as características aerodinâmicas das pás são comprometidas, entrando estas em perda (também denominado de *stall* na literatura anglo-saxónica). O controlo por *stall* é normalmente usado apenas para limitar a velocidade e proteger a máquina quando esta é sujeita a rajadas de vento bruscas. O controlo de *pitch* é muito mais flexível, pois permite também ajustar continuamente a velocidade da máquina através da alteração das características aerodinâmicas das pás. Este ajuste de velocidade permite otimizar a extracção de potência do vento disponível, visto a turbina ter um rendimento que depende da relação entre a velocidade das extremidades das pás e a velocidade do vento (*Tip-Speed Ratio* – TSR – na literatura anglo-saxónica) [110].

As máquinas eléctricas de uso mais comum para realizar a conversão de energia mecânica em eléctrica são os geradores síncronos e assíncronos. Como a velocidade de rotação da turbina tem de ser variável face à variação da velocidade do vento, a única destas máquinas que permite uma ligação directa à rede é a máquina assíncrona, que funcionará como gerador desde que accionada a uma velocidade superior à sua velocidade síncrona. Qualquer outra alternativa requer o uso de conversores de electrónica de potência que, apesar de poderem incrementar o custo do sistema de produção, permitem um aumento na energia eólica convertida devido ao facto de alargarem a gama de velocidades a que os geradores síncronos e assíncronos poderão trabalhar [111].

É de esperar que consoante as máquinas, assíncronas ou síncronas, a que os conversores de electrónica de potência (AC-DC-AC) se destinam, a sua concepção e controlo sejam drasticamente diferentes. De facto, é possível distinguir três tipos de conversores: os que se destinam às máquinas síncronas, aqueles concebidos para os geradores assíncronos tradicionais (rotor em gaiola) e, finalmente, os conversores para uso em geradores assíncronos duplamente alimentados. Enquanto os dois primeiros tipos englobam conversores que têm de ser concebidos para conduzir a totalidade da potência gerada, o terceiro apenas tem de estar preparado para converter a potência do rotor, mais reduzida, sendo por esta razão significativamente menos dispendioso. Isto surge do facto deste último tipo de conversor interligar o estator e o rotor da máquina assíncrona, estando o estator ligado directamente à rede. Por esta razão, espera-se que este tipo de máquina tenha potencial para competir com outros tipos de máquinas, principalmente geradores assíncronos ligados directamente à rede [112].

As vantagens gerais de todos os conversores eólicos de velocidade variável advêm precisamente do uso dos conversores AC-DC-AC, que permitem uma enorme flexibilidade no controlo da máquina, disponibilizando, nomeadamente, meios para controlar a energia reactiva e os níveis e qualidade da tensão, para reagir adequadamente a situações de curto-circuito e para diminuir as flutuações de potência devido a variações rápidas na velocidade do vento. Esta última função permite manter em níveis altos, transitoriamente, a potência de saída destas máquinas, contribuindo para melhorar a estabilidade do sistema [112].

Devido às suas óbvias vantagens, era imperativo que os geradores eólicos usados neste trabalho fossem considerados como de velocidade variável. A escolha recaiu sobre o gerador eólico com máquina assíncrona duplamente alimentada, sendo os geradores eólicos com máquina assíncrona convencional usados apenas para sistemas de pequena dimensão (micro-eólicas). Esta escolha justifica-se quer pela relativa actualidade da tecnologia em causa, quer pela experiência já acumulada em modelos deste tipo em trabalhos anteriores [86], o que permite elevados níveis de confiança no desempenho de um modelo desta magnitude, dado que a complexidade do conjunto turbina/máquina/controlos é bastante elevada.

Os geradores eólicos usados neste trabalho incluem três componentes principais: a turbina eólica, o gerador assíncrono e, opcionalmente, o controlador/conversor de electrónica de potência. Este último componente é opcional pois se o gerador em questão for de pequena dimensão, poderá não se justificar a sua inclusão. Nas seguintes secções descrevem-se estes três componentes principais.

4.2.9.1 Turbina Eólica

O modelo utilizado para a turbina eólica considera a utilização de um sistema de controlo de *pitch*, visto permitir uma grande flexibilidade, possibilitando o ajuste contínuo da velocidade da máquina através da alteração das características aerodinâmicas das pás. Como foi já referido, este é um meio de otimizar a extracção de potência do vento disponível, o que pode ser constatado pela análise da expressão seguinte [110].

$$P_w = \frac{\rho}{2} c_p(\lambda, \beta) A_r v_w^3 \quad (4.8)$$

Como se pode ver na equação anterior, a potência extraída do vento depende da densidade do ar (ρ)¹, da velocidade do vento (v_w) e da área varrida pelas pás da turbina, com todas estas grandezas em unidades do SI. Depende, ainda, do coeficiente de potência da turbina (c_p), cujo valor é função do TSR e da inclinação das pás da turbina (β). Este coeficiente de potência tem um único valor máximo para cada

¹ Utilizou-se, neste trabalho, um valor para a densidade do ar $\rho = 1.225 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$. Esta é a densidade do ar seco para uma temperatura de 15 °C a uma pressão de 1 atm (pressão atmosférica padrão ao nível do mar).

valor de ângulo de inclinação das pás (Figura 4.9), sendo importante que a máquina se encontre a rodar a uma velocidade tal que o TSR (λ) tome um valor tal que corresponda a um valor de c_p o mais alto possível, justificando-se assim a vantagem da variação de velocidade de rotação da turbina.

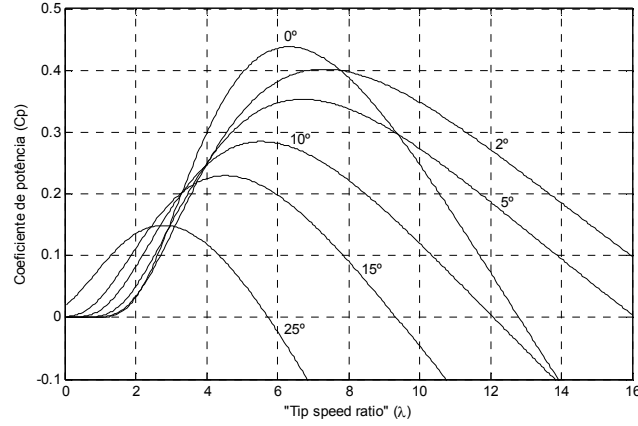


Figura 4.9 – Coeficiente de potência da turbina em função do TSR (λ) e do ângulo das pás (β)

As curvas da figura anterior foram traçadas recorrendo às expressões seguintes [113], muito cómodas para aplicação em *Eurostag*, onde a utilização de tabelas de dados é muito pouco conveniente. De acordo com [114], a utilização de melhores aproximações para o cálculo destas curvas, incluindo diferentes variantes para distintos modelos de turbinas, não se justifica para simulações dinâmicas podendo, no entanto, ser já importante para a avaliação de balanços energéticos.

$$c_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{-12.5}{\lambda_i}} \quad (4.9)$$

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

Na tabela seguinte (Tabela 4.2) podem ver-se os parâmetros adoptados para as turbinas de maior dimensão (ligadas na MT) utilizadas nos cenários simulados. Nestes cenários existem ainda pequenas turbinas eólicas ligadas na BT, dentro das MG, considerando-se que estas não dispõem de qualquer tipo de controlo avançado, ao contrário das maiores, equipadas com DFIMs. Por esta razão, não é necessário mais do que um conjunto de parâmetros detalhado (essencial apenas para o controlo óptimo, como se descreve na Secção 4.2.9.3), considerando-se que as turbinas mais pequenas se distinguem apenas por terem uma menor potência, adequada ao gerador ao qual se encontram acopladas.

Tabela 4.2 – Parâmetros da turbina de maior dimensão (2 MW) [110]

Parâmetro	Valor
P_{nom}	2 MW
Diâmetro	75 m
Velocidade	9–21 rpm
Velocidade nominal	18 rpm
Relação de multiplicação	1:100
Velocidade do vento nominal	12 m/s
Velocidade de início de funcionamento	3.5 m/s

4.2.9.2 Gerador Assíncrono

Nesta secção apresenta-se o modelo da máquina assíncrona adoptado neste trabalho. Ao contrário do que normalmente surge na literatura, não se admitiu que as tensões rotóricas são nulas, ou seja, considerou-se que existe a possibilidade de o rotor se encontrar alimentado por um qualquer dispositivo externo que é, neste caso, um conversor AC-DC-AC realizado com fontes de tensão (*back to back voltage source converter*, na literatura anglo-saxónica). Este conversor liga o rotor aos terminais do estator. A existência deste conversor implica a existência de um qualquer método de controlo, cuja estratégia e método de funcionamento também é aqui descrita.

A máquina assíncrona pode funcionar como gerador ou como motor. O modo de funcionamento é ditado pelo sinal do binário mecânico (positivo para funcionamento como gerador e negativo para funcionamento como motor). Adoptou-se aqui a convenção de gerador, pois é esta a utilização que este modelo tem nesta plataforma de simulação. Assim, foram consideradas de sinal positivo as correntes que saem do estator e as potências activa e reactiva entregues à rede.

A parte eléctrica da máquina é representada com todos os parâmetros referidos ao estator. As grandezas estão representadas em p.u. (excepto se existir informação em contrário) num sistema de eixos dq rodando à velocidade síncrona (ω_s). De acordo com [110, 115, 116], a posição do eixo d é coincidente com a posição de fluxo máximo do campo estatórico, estando o eixo q adiantado 90° em relação a este. Isto conduz à conclusão de que a tensão v_{ds} é sempre nula, ao passo que a tensão v_{qs} é igual à tensão aos terminais do estator da máquina (v_s).

As grandezas electromagnéticas representam-se aqui usando a notação tradicional, pelo que esta não será aqui enumerada em detalhe. No entanto, os índices utilizados definem-se da seguinte forma:

d, q: grandezas nos eixos d e q

r, s: grandezas do rotor e estator

l, m: indutâncias de fugas e magnetização

Tendo em conta as considerações efectuadas, pode-se desenhar o esquema equivalente em cada um dos eixos referidos (Figura 4.10) [117].

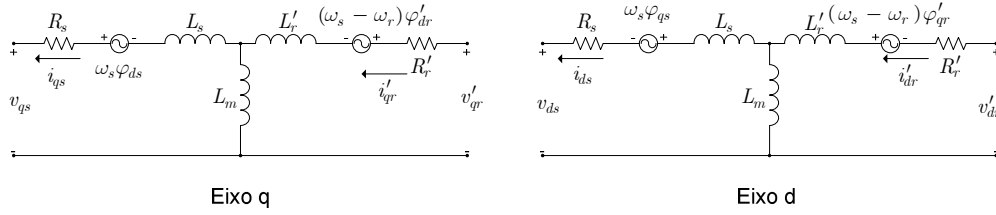


Figura 4.10 – Esquema equivalente da máquina assíncrona no sistema de eixos dq [117]

Deste esquema, retiram-se imediatamente as seguintes equações [115, 116], onde se consideram todas as grandezas em p.u.:

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \varphi_{qs} + \frac{d}{dt} \varphi_{ds} \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \varphi_{ds} + \frac{d}{dt} \varphi_{qs} \end{cases} \quad (4.10)$$

$$\begin{cases} v_{dr}' = R_r' i_{dr}' + \frac{d}{dt} \varphi_{dr}' - (\omega_s - \omega_r) \varphi_{qr}' \\ v_{qr}' = R_r' i_{qr}' + \frac{d}{dt} \varphi_{qr}' + (\omega_s - \omega_r) \varphi_{dr}' \end{cases}$$

Nestas expressões, têm-se os fluxos dados por:

$$\begin{cases} \varphi_{ds} = -L_{ss} i_{ds} + L_m i_{dr}' \\ \varphi_{qs} = -L_{ss} i_{qs} + L_m i_{qr}' \\ \varphi_{dr}' = L_{rr}' i_{dr}' - L_m i_{ds} \\ \varphi_{qr}' = L_{rr}' i_{qr}' - L_m i_{qs} \end{cases} \quad (4.11)$$

As indutâncias próprias são definidas por:

$$L_{ss} = L_s + L_m \quad L_{rr}' = L_r' + L_m \quad (4.12)$$

Destas expressões, são deduzidos três conjuntos de equações no formato adequado à implementação em diagrama de blocos, no *Eurostag*, eliminando os fluxos e resolvendo as equações diferenciais em ordem às derivadas temporais. Os pressupostos e os procedimentos seguidos encontram-se descritos com todo o detalhe em [115], sendo aqui referidos sucintamente.

Uma simplificação habitual em estudos deste tipo consiste em reduzir o sistema de 4ª ordem para um de 2ª ordem, desprezando o efeito dos transitórios no estator. Também é habitual utilizar o deslizamento (ou escorregamento) s no lugar da diferença entre as velocidades síncrona e do rotor.

Todas as expressões referidas até ao momento têm o tempo representado em radianos, pois as velocidades angulares estão em p.u.. Para as transformar numa forma com o tempo expresso em segundos, mais adequada para a simulação dinâmica, é necessário multiplicar todas as expressões das derivadas temporais por $2\pi f_{base}$ ou seja, pela velocidade angular nominal das tensões aplicadas ao estator. Para tal, considera-se que o produto de $2\pi f_{base}$ pela velocidade angular em p.u. ω_s é igual a $2\pi f_s$, onde f_{base} e f_s (Hz) são a frequência nominal e real, respectivamente, do sistema de tensões que alimenta o estator da máquina.

Assim, partindo das expressões anteriores e eliminando os fluxos, as tensões induzidas são obtidas através de:

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} e_d = -\frac{1}{T_0} [e_d - (X - X') \times i_{qs}] + s \times 2\pi f_s \times e_q - 2\pi f_s \times \frac{L_m}{L'_{rr}} \times v'_{qr} \\ \frac{d}{dt} e_q = -\frac{1}{T_0} [e_q - (X - X') \times i_{ds}] - s \times 2\pi f_s \times e_d + 2\pi f_s \times \frac{L_m}{L'_{rr}} \times v'_{dr} \end{cases} \quad (4.13)$$

Os fluxos são eliminados das expressões usando:

$$e_d = -\frac{w_s L_m}{L'_{rr}} \varphi'_{qr} \quad e_q = \frac{w_s L_m}{L'_{rr}} \varphi'_{dr} \quad (4.14)$$

As correntes do estator podem ser obtidas de:

$$\begin{cases} i_{ds} = \frac{1}{(R_s^2 + X'^2)} \times [(e_d - v_{ds}) \times R_s + (e_q - v_{qs}) \times X'] \\ i_{qs} = \frac{1}{(R_s^2 + X'^2)} \times [(e_q - v_{qs}) \times R_s + (e_d - v_{ds}) \times X'] \end{cases} \quad (4.15)$$

Finalmente, as correntes do rotor, são dadas por:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t} i'_{dr} = (2\pi f_{base}) \times \frac{1}{(L'_{rr} \times \sigma)} \times [v'_{dr} - R'_r \times i'_{dr} + s \times \omega_s \times (L'_{rr} \times i'_{qr} - L_m \times i_{qs})] \\ \frac{\partial}{\partial t} i'_{qr} = (2\pi f_{base}) \times \frac{1}{(L'_{rr} \times \sigma)} \times [v'_{qr} - R'_r \times i'_{qr} - s \times \omega_s \times (L'_{rr} \times i'_{dr} - L_m \times i_{ds})] \end{cases} \quad (4.16)$$

Nas expressões anteriores, T_0 (constante de tempo transitória em circuito aberto, em segundos), X (reactância em circuito aberto, em p.u.), X' (reactância transitória em curto-circuito, em p.u.) e σ são dados por:

$$T_0 = \frac{L'_{rr}}{2\pi f_{base} \times R'_r} \quad (4.17)$$

$$X = w_s L_{ss} \quad X' = \omega_s \left(L_{ss} - \frac{L_m^2}{L'_{rr}} \right) \quad \sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L'_{rr} \times L_{ss}} \quad (4.18)$$

Caso o modelo apresentado seja utilizado para representar uma máquina assíncrona de rotor em curto-circuito (SFIM – *Singly-Fed Induction Machine*, na terminologia anglo-saxónica), basta considerar, no modelo, que as tensões rotóricas são nulas. A máquina comporta-se assim como um gerador ou motor assíncrono tradicional, sem controlo algum, e pode ser usado em alternativa ao modelo disponibilizado pelo *Eurostag*.

No caso alternativo de a máquina ser usada com o rotor bobinado e alimentado exteriormente (DFIM – *Doubly-Fed Induction Machine*) é usado um controlador com vários módulos que se apresentam nas secções seguintes.

Neste ponto tem-se a componente eléctrica do modelo completamente definida. O modelo da componente electromecânica (equação do movimento), significativamente mais simples, é dado apenas por:

$$\begin{cases} T_e = e_d \times i_{ds} + e_q \times i_{qs} \\ \frac{\partial \omega_r}{\partial t} = \frac{1}{2H} \times [T_m - T_e - (D \times \omega_r)] \end{cases} \quad (4.19)$$

Como foi já referido, os binários em (4.19) são negativos em caso de funcionamento como motor e positivos em caso de funcionamento como gerador. Ao contrário de outras aplicações e de acordo com a referência seguida [115], o coeficiente de atrito não é desprezável pois condicionará a estabilidade do sistema quando usado com dupla alimentação, ou seja, com as tensões rotóricas controladas externamente.

Os parâmetros e variáveis correspondentes encontram-se definidos da seguinte forma (todos em p.u. excepto se existir indicação em contrário):

ω_r – velocidade angular do rotor

T_e – binário electromagnético

T_m – binário mecânico no veio

H – constante de inércia do rotor combinado com a carga [s]

D – coeficiente de atrito do rotor combinado com a carga

Nas simulações realizadas, apresentadas no Capítulo 5 e também nos que se lhe seguem, foram utilizados dois conjuntos de parâmetros. Isto acontece porque existem máquinas com duas dimensões e modos de operação distintos: DFIMs de média dimensão na rede de MT e SFIMs de pequena dimensão no interior das micro-redes. Os parâmetros utilizados podem encontrar-se nas tabelas que se seguem. Como os valores são dados em p.u. é possível considerá-los adequados para máquinas de potência aproximada da indicada como nominal.

Tabela 4.3 – Parâmetros da máquina assíncrona de média dimensão [116]

Parâmetro	Valor
P_{nom} (MW)	2
V_{base} (V)	690
f_{nom} (Hz)	50
Pólos	4
H (s)	3.5
L_{LR} (p.u.)	0.09955
L_{LS} (p.u.)	0.09241
L_M (p.u.)	3.95279
R_R (p.u.)	0.00549
R_S (p.u.)	0.00488

Note-se que a constante de inércia (H) da Tabela 4.3 apresenta já o valor relativo ao conjunto formado pela turbina e pela máquina assíncrona.

Tabela 4.4 – Parâmetros da máquina assíncrona de pequena dimensão [49]

Parâmetro	Valor
P_{nom} (kW)	660
V_{base} (V)	690
f_{nom} (Hz)	50
Pólos	4
H (s)	4.0
L_{LR} (p.u.)	0.0506
L_{LS} (p.u.)	0.03
L_M (p.u.)	2.3161
R_R (p.u.)	0.0058
R_S (p.u.)	0.0067

Também na Tabela 4.4 a constante de inércia (H) apresenta já o valor relativo ao conjunto formado pela turbina e pela máquina assíncrona.

4.2.9.3 Controlador do DFIM

As máquinas assíncronas podem ser de rotor bobinado ou em gaiola. No caso de serem de rotor bobinado, este pode ser ligado em curto-circuito ou a qualquer tipo de circuito externo usado com o fim de melhorar as suas características de funcionamento.

Neste caso concreto, o controlador utilizado permitirá obter uma melhor eficiência, a capacidade de controlo de tensão e do factor de potência, e ainda um melhor aproveitamento da potência mecânica transferida para o gerador pela turbina, principalmente quando a máquina assíncrona é usada como gerador numa turbina eólica, uma vez que permite o ajuste da velocidade de rotação em função da velocidade do vento [112].

O controlador utilizado tem dois conversores, denominados C1 e C2 (Figura 4.11). Ambos são implementados, na prática, através do uso de electrónica de potência.

Conversor C1

O conversor C1 permite, em geral, controlar a tensão aplicada aos terminais do rotor. A variação desta tensão irá alterar o binário electromagnético (ajuste de v_{qr}), podendo-se assim ajustar a velocidade da turbina eólica de modo a optimizar a extracção de potência. O controlo da potência reactiva (factor de potência) e da tensão também é possível (ajuste de v_{dr}).

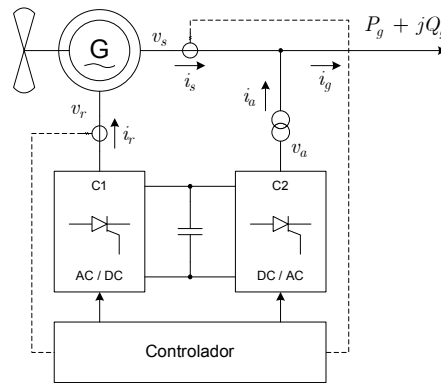


Figura 4.11 – Configuração típica de uma turbina eólica com DFIM [115]

As turbinas eólicas apresentam uma potência máxima de saída que depende da velocidade de rotação. O binário ideal é, assim, dependente do quadrado da velocidade:

$$T_{opt} = K_{opt} w_r^2 \quad (4.20)$$

Esta expressão surge directamente do facto de existir um único valor de TSR (*Tip-Speed Ratio*), para cada ângulo das pás da turbina, que optimiza a extracção de potência (Secção 4.2.9.1). Excepto em

condições particulares, abordadas na Secção 4.2.9.4, não se considera que a turbina modelizada possua controlo de *pitch* na zona normal de funcionamento. Nesta zona, com o valor de *pitch* fixo, o TSR ideal será sempre o mesmo, sendo também constante a proporcionalidade entre a velocidade do vento e da turbina. Assim, pretende-se que o controlador mantenha a proporcionalidade directa entre as velocidades do vento e da turbina.

A partir da equação (4.8), apresentada na Secção 4.2.9.1, constata-se que a potência extraída do vento depende do cubo da velocidade deste, de modo que, relembrando a relação entre a potência e o binário patente na equação (4.21), se chega à expressão já apresentada em (4.20).

$$P = T\omega_r \quad (4.21)$$

Assim, para cada turbina, é possível desenhar uma característica binário-velocidade que conduz à máxima extracção de potência (*optimal power extraction*, na literatura anglo-saxónica), representada por um ramo de parábola e correspondente à secção [B-C] da Figura 4.12 [116]. Para baixas velocidades do vento a máquina permanecerá parada até ser atingida a velocidade a partir da qual já é vantajoso iniciar o seu funcionamento (*cut-in speed*). Nas proximidades desta velocidade, na secção [A-B], é aconselhável manter a velocidade aproximadamente constante, principalmente para reduzir o nível de ruído enquanto o vento é fraco, pois é nesta situação que o barulho proveniente da turbina é mais audível [110]. Na secção [C-D], a velocidade também é mantida aproximadamente constante para que a velocidade limite não seja demasiado ultrapassada e, eventualmente, também para cumprir os limites impostos à emissão de ruído.

A partir do ponto D entram em acção diferentes medidas como, por exemplo, o controlo do ângulo de ataque das pás da turbina – *pitch control* ou *stall control* – para limitar a potência fornecida ao gerador, o binário a que este é sujeito, ou a velocidade das pás da turbina, de modo evitar danos devido às forças envolvidas. Como o trabalho desenvolvido nesta dissertação se centra principalmente no funcionamento na zona [B-C], o modo de actuação destes tipos de controlo e protecção não se reveste da relevância que teria noutro tipo de análise.

É ainda de referir que esta característica de controlo não é única, sendo apresentadas em [110, 118-120], por exemplo, características de algum modo semelhantes à descrita até ao momento, mas baseadas na relação potência-velocidade e não binário-velocidade. O princípio base permanece o mesmo, podendo, no entanto, ser necessário proceder a ajustes à filosofia de controlo fora da zona [B-C].

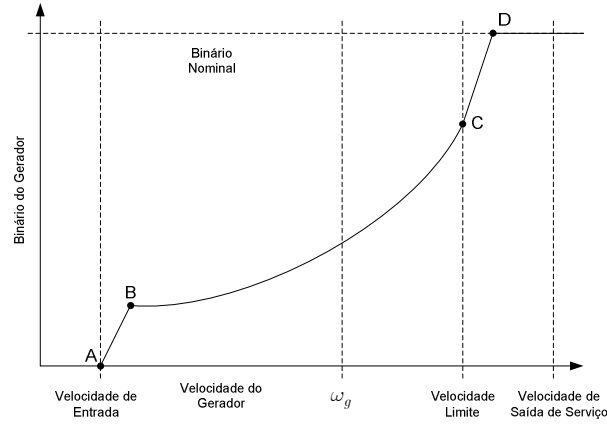


Figura 4.12 – Característica binário-velocidade para extracção ideal de potência da turbina eólica [116]

De acordo com [110] e assumindo que, de acordo com o referencial síncrono escolhido, $\lambda_{qs} = 0$ e $\lambda_{ds} = v_s/\omega_s$, é possível escrever, para o caso em que se consideram as correntes rotóricas positivas quando entram no rotor (Figura 4.11), a expressão para o binário electromagnético (com todos os valores em p.u.):

$$T_e = \frac{L_m \times v_s}{L_s + L_m} i_{qr} \quad (4.22)$$

Com esta expressão para o binário electromagnético T_e é possível, através do conhecimento do binário óptimo, obtido a partir da velocidade e da curva de máxima extracção de potência, calcular a referência da corrente i_{qr} a injectar no rotor. Esta corrente não poderá ser injectada directamente, pois o modelo da máquina espera que seja especificada uma tensão, não uma corrente. Assim, esta corrente de referência é utilizada para definir um desvio (por comparação com a corrente i_{qr} real) que será aplicado à entrada de um controlador PI (Figura 4.13). Como a tensão v_{qr} a aplicar também depende de i_{dr} , é necessário somar um termo de compensação, função apenas de i_{dr} , que deriva das equações (4.16) quando estas são escritas em ordem às tensões do rotor.

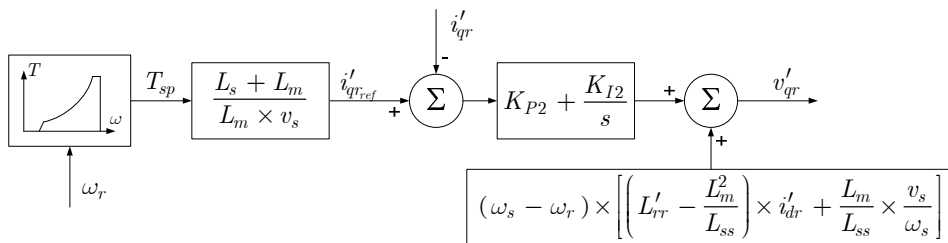


Figura 4.13 – Diagrama de blocos do conversor C1 (controlo de binário) [116]

Esta solução de controlo da potência activa não é única, havendo na literatura outras propostas, conforme se pode ver, por exemplo, em [121-124].

A parte do conversor responsável pelo controlo da potência reactiva encontra-se esquematizada na Figura 4.14. Partindo da expressão da potência reactiva aos terminais do gerador, tem-se que:

$$Q_s = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} \quad (4.23)$$

Substituindo nesta expressão as tensões estatóricas, as expressões de e_d e e_q , dadas por (4.14) e, ainda, X' , chega-se à seguinte equação:

$$Q_s = -\omega_s L_{ss} (i_{ds}^2 + i_{qs}^2) + \omega_s L_m (i'_{dr} i_{ds} + i'_{qr} i_{qs}) \quad (4.24)$$

Substituindo agora as expressões das correntes do estator e assumindo, como anteriormente, que $\lambda_{qs} = 0$ e $\lambda_{ds} = v_s / \omega_s$, é possível escrever, após as simplificações possíveis:

$$Q_s = \frac{L_m v_s}{L_{ss}} i'_{dr} - \frac{v_s^2}{\omega_s L_{ss}} \quad (4.25)$$

Interessa dividir a corrente i_{dr} em duas componentes, uma (i_{dr_m}) que será sempre necessária para magnetizar a máquina e outra (i_{dr_g}) para controlar o trânsito de potência reactiva para a rede. Isto conduz à seguinte expressão:

$$Q_s = \left(\frac{L_m v_s}{L_{ss}} i'_{dr\_m} - \frac{v_s^2}{\omega_s L_{ss}} \right) + \frac{L_m v_s}{L_{ss}} i'_{dr\_g} = Q_m + Q_g \quad (4.26)$$

Para que a potência reactiva Q_m absorvida pela máquina em vazio seja nula, deve-se ter:

$$i_{dr\_m} = \frac{v_s}{\omega_s L_m} \quad (4.27)$$

A variação da potência reactiva entregue à rede é directamente proporcional à tensão aos terminais da máquina assíncrona. Assim, a corrente i_{dr} de referência é obtida pela comparação da soma das referências das duas componentes i_{dr_m} e i_{dr_g} com a anterior referência de i_{dr} . O erro assim obtido é aplicado a um controlador integral. A referência de i_{dr_m} é calculada usando (4.27), enquanto a referência de i_{dr_g} é calculada utilizando um controlador proporcional cuja entrada é a diferença entre a tensão aos terminais e o seu valor desejado.

Tal como para o primeiro módulo do conversor C1, esta corrente i_{dr} não poderá ser injectada directamente, pois o modelo da máquina espera que seja especificada uma tensão, não uma corrente. Assim, também esta corrente de referência é utilizada para definir um desvio (por comparação com a

corrente i_{dr} real) que será aplicado à entrada de um controlador PI (Figura 4.14). Também como anteriormente, a tensão v_{dr} também depende de i_{qr} , o que obriga à soma de um termo de compensação, função apenas de i_{qr} , que deriva de (4.16) quando escrita em ordem às tensões do rotor.

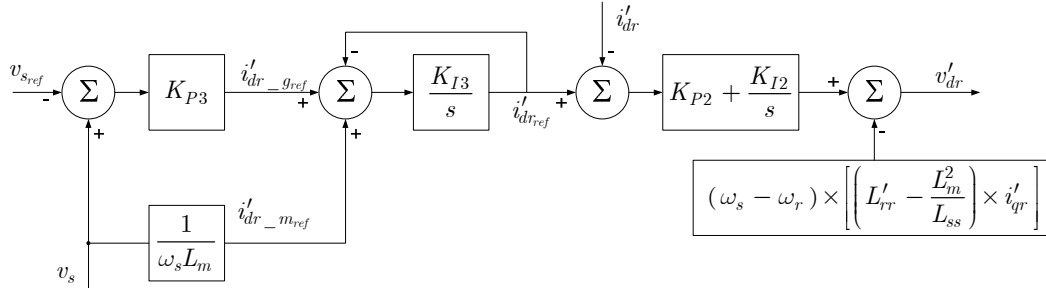


Figura 4.14 – Diagrama de blocos do conversor C1 (controlo de tensão) [116]

Note-se que é possível desligar este controlador, fazendo a referência de i_{dr} igual a zero, o que efectivamente minimiza a corrente no rotor da máquina. Deste modo, do ponto de vista do consumo de energia reactiva, o DFIM irá comportar-se como uma máquina assíncrona convencional.

Na Tabela 4.5 apresentam-se os parâmetros utilizados para o conversor C1. É de referir que a identificação dos parâmetros destes controladores é um tema delicado, recorrendo-se frequentemente a uma abordagem do tipo “tentativa e erro” de forma a obter um comportamento adequado para o sistema de conversão em análise.

Tabela 4.5 – Parâmetros do conversor C1

Parâmetro	Valor (p.u.)
K_{P2}	0.05
K_{I2}	10
K_{P3}	5
K_{I3}	32.5

Conversor C2

O conversor C2 permite recuperar a potência activa que, de outra maneira, se perderia no conversor C1. Por outro lado, pode ter um papel activo no controlo da tensão e da energia reactiva. A sua actuação resume-se à injeção de uma corrente adicional específica junto aos terminais do estator.

Tendo em conta que, devido ao referencial síncrono escolhido, v_{ds} é nula e v_{qs} é igual à tensão aos terminais, a potência aparente complexa gerada pela máquina é dada por:

$$P_g + jQ_g = (v_{ds}i_{dg} + v_{qs}i_{qg}) + j(v_{qs}i_{dg} - v_{ds}i_{qg}) = v_{qs}i_{qg} + jv_{qs}i_{dg} \quad (4.28)$$

Caso se pretenda uma determinada potência reactiva (Q_g), a corrente adicional i_{da} a injectar será, no caso de C1 se encontrar desactivado (com a referência de i_{dr} nula) calculada com base na tensão aos terminais da máquina (v_s):

$$i_{da} = \frac{Q_{g_{ref}}}{v_s} - i_{ds} \quad (4.29)$$

Se o conversor C1 estiver a ser utilizado de modo a minimizar a corrente rotórica (referência de i_{dr} nula), o conversor C2 é essencial para controlar a tensão e a energia reactiva. Se, por outro lado, o conversor C1 for usado para manter um determinado factor de potência ou para controlar a tensão, convém coordenar convenientemente o seu funcionamento com o do conversor C2.

Do ponto de vista da potência activa absorvida do rotor, esta é dada pela expressão seguinte, onde os sinais negativos são justificados pela convenção escolhida para a definição das correntes do rotor.

$$P_r = -v_{dr} \times i_{dr} - v_{qr} \times i_{qr} \quad (4.30)$$

Esta potência P_r é absorvida do rotor pelo conversor C1 e injectada na rede por intermédio do conversor C2 (Figura 4.11), sendo a corrente adicional i_{qa} a injectar dada pela expressão seguinte:

$$i_{qa} = \frac{P_r}{v_{qs}} \quad (4.31)$$

As correntes totais à saída serão, então:

$$i_{dg} = i_{ds} + i_{da} \quad i_{qg} = i_{qs} + i_{qa} \quad (4.32)$$

Ou seja, o modelo injectará a soma das correntes do estator (índice “s”) com as correntes adicionais fornecidas pelo conversor C2 (índice “a”). Estas correntes são injectadas na rede, junto do ponto de ligação dos terminais do estator da máquina síncrona.

4.2.9.4 Controlo da Potência Activa Gerada

O controlo da potência activa gerada reveste-se, no âmbito deste trabalho, de uma grande importância. No entanto, antes de se abordar este tema no contexto do modelo do gerador eólico,

importa tecer algumas considerações relativamente à importância que o controlo de velocidade tem e ao modo como este pode ser conseguido.

O modelo do controlo electrónico já implementado para o DFIM, apesar de incorporar funções destinadas a controlar a velocidade do conjunto turbina/máquina eléctrica, não tem flexibilidade suficiente para limitar esta velocidade em determinadas situações. De facto, a sua função principal, que é manter a velocidade de rotação próxima da ideal para otimizar a potência extraída do vento existente, afasta-se muito do que é necessário para, por exemplo, controlar a potência da turbina ou limitar a velocidade desta quando o vento sopra com uma velocidade excessiva.

O controlo do ângulo das pás da turbina eólica pode aqui desempenhar um papel importante, tendo capacidade para assistir nestas funções [125-129]:

- Optimização adicional da extracção da potência mecânica do vento disponível no momento (marginal, segundo [125]);
- Prevenir que a potência mecânica ultrapasse a potência nominal da turbina quando o vento é demasiado forte;
- Estabilização da operação das turbinas eólicas nos instantes subsequentes à ocorrência de defeitos na rede que obriguem à súbita interrupção da injeção de potência;
- Acrescentar um nível de controlabilidade à produção eólica, permitindo gerir níveis de produção, participar na regulação de frequência e, em geral, aderir aos requisitos que as entidades gestoras do sistema preconizam.

Os três primeiros aspectos não são abordados neste trabalho, pelo que não constituíram motivação principal para a implementação do controlo do ângulo das pás da turbina eólica¹. No entanto, o facto de ter a produção eólica controlável até certo ponto é extremamente interessante para o tipo de estudo que se pretende fazer, dada a possibilidade de integração da produção eólica no sistema de controlo apresentado.

Em máquinas de velocidade variável, como é o caso desta, o controlo do ângulo das pás normalmente denominado por controlo de *pitch* (na literatura anglo-saxónica) é o mais habitualmente utilizado [130]. Este tipo de controlo permite à turbina reduzir a sua potência mecânica de saída diminuindo o ângulo de ataque α das pás e, conseqüentemente, aumentando o ângulo de *pitch* β . Na Figura 4.15 pode verificar-se que quando o β aumenta o bordo de ataque da pá roda em direcção ao vento, reduzindo assim a sustentação L . Uma sustentação mais reduzida explica a diminuição da potência mecânica da turbina.

¹ Além de não se pretender simular defeitos na rede, não é o propósito deste trabalho estudar em detalhe o comportamento dos geradores eólicos, pelo que a influência de certos factores no seu rendimento ou estabilidade não se considera particularmente relevante neste contexto.

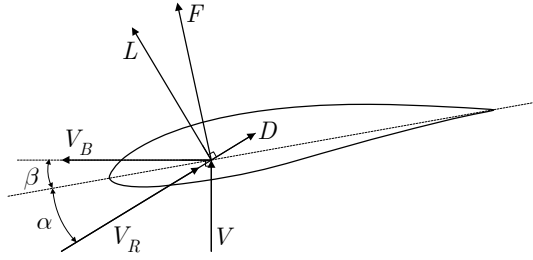


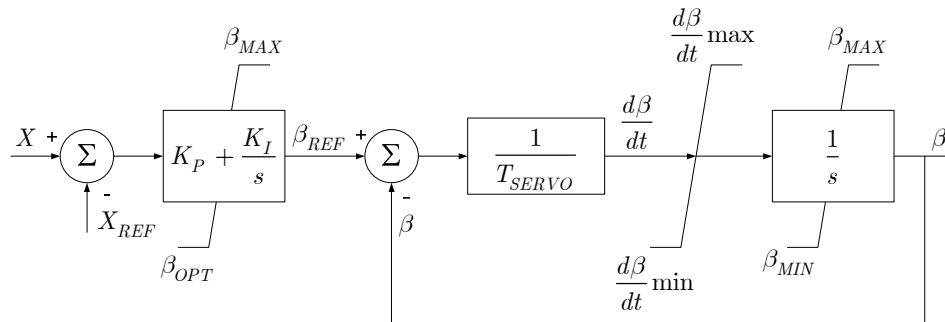
Figura 4.15 – Influência do ângulo das pás sobre a força de sustentação [49]

Nesta figura tem-se que:

- L – Força de sustentação;
- D – Força de arrasto (atrito com o ar);
- F – Força resultante (efeito conjunto da sustentação e do arrasto);
- V_B – Velocidade da pá da turbina;
- V – Velocidade do vento;
- V_R – Velocidade do vento (soma das velocidades anteriores);
- β – Ângulo de *pitch*;
- α – Ângulo de ataque.

Existem, na literatura, várias propostas de sistemas de controlo de *pitch* [114, 130, 131]. Apesar de as abordagens usadas nestas diferentes propostas não serem inteiramente diferentes entre si, a solução descrita em [114] apresenta a particularidade de não utilizar controladores PI, não garantindo um erro nulo no seguimento da grandeza de referência. Apesar de, em princípio, este facto não colocar problemas às simulações que se pretendia realizar, optou-se por uma das outras propostas, a descrita em [125, 130], bem documentada e algo semelhante à de [131].

Tal como descrito por este autor, o controlo de *pitch* é apresentado de uma forma genérica, sendo que a variável que controla o ângulo β , representada na Figura 4.16 por X , pode assumir várias formas.


 Figura 4.16 – Diagrama de blocos do controlo de *pitch* [130]

Nesta figura tem-se que:

X – Variável de controlo (p.u.);

X_{REF} – Referência para a variável de controlo (p.u.);

K_P – Ganho proporcional (p.u.);

K_I – Ganho integral (p.u.);

β_{MAX} – Ângulo de *pitch* máximo (graus);

β_{OPT} – Ângulo de *pitch* óptimo (graus);

β_{MIN} – Ângulo de *pitch* mínimo (graus);

β_{REF} – Ângulo de *pitch* de referência (graus);

T_{SERVO} – Constante de tempo do servo que ajusta o ângulo das pás da turbina (s).

Assim, consoante o pretendido, o valor X com base no qual o ângulo β é controlado pode ser [125]:

- Uma grandeza eléctrica (potência eléctrica gerada, por exemplo);
- Uma grandeza mecânica (velocidade da turbina, por exemplo);
- Uma combinação dos itens anteriores.

Adicionalmente, é ainda possível utilizar como entrada um valor predefinido externamente para uma determinada grandeza. Caso esta grandeza seja uma potência, torna-se possível, como foi já referido, receber pedidos de produção de potência enviados pelo CAMC, como se verá mais adiante.

Este valor X é comparado com uma referência X_{REF} e o sinal de erro resultante é enviado para o controlador PI que vai gerar o sinal de referência β_{REF} para o ângulo de *pitch*.

Este sinal encontra-se limitado na gama que vai de β_{OPT} a β_{MAX} , sendo que β_{OPT} corresponde ao caso mais geral de funcionamento com vento regular, mais fraco (e β_{MAX} considera-se normalmente igual a 90°). Normalmente assume-se $\beta_{OPT} = 0$ apesar de, tipicamente, a optimização deste valor conduzir a ângulos ligeiramente negativos. Mais uma vez, como a base deste trabalho não envolve o estudo da eficiência destas máquinas, optou-se por adoptar este valor ($\beta_{OPT} = 0$) para as simulações a realizar. Isto é reforçado pelo facto de se considerar que as situações sob estudo nunca incluem casos de vento extremo nem muito reduzido.

O sinal de referência β_{REF} vai ser comparado com o ângulo de *pitch* β . O erro no sinal é depois corrigido por um servomotor representado por uma função de transferência de 1ª ordem [85]. Aí também podemos encontrar limitadores para a velocidade de variação e para o valor final do ângulo de *pitch* (em geral, assume-se que $\beta_{MIN} = \beta_{OPT}$).

Apesar de ser possível implementar funções de paragem de emergência estas não foram consideradas neste trabalho pois, tendo em conta o tipo de cenários estudados e o facto de não ser dado um grande enfoque ao comportamento da turbina nos estudos realizados, considerou-se que a sua implementação seria desnecessária.

Na implementação realizada para o controlo de *pitch* foi necessário ter em conta que se pretendia, como foi já referido, não o controlo da turbina em situações de emergência, mas sim controlar a potência de saída do DFIM numa gama adequada para permitir a participação deste no sistema de controlo hierárquico.

O sistema de controlo de potência de saída descrito em [132], apesar de seguir um modelo muito semelhante ao aqui utilizado, adopta uma estratégia para a variação de potência que recorre inicialmente ao uso dos conversores estáticos de potência através da manipulação da curva de extracção de potência (Secção 4.2.9.3). Ao forçar a máquina a injectar menos potência na rede, esta irá tender a acelerar, visto continuar a receber a mesma potência do vento. O controlo de *pitch* apenas irá actuar para limitar essa aceleração. Facilmente se constata que este sistema conduz a limitações na gama de potências de saída que se pode atingir para uma mesma velocidade do vento, uma vez que a velocidade da turbina pode tender a aumentar demasiado quando o vento é já muito forte.

Como a variação de potência que se pretende explorar para aplicação neste trabalho tenderá a ser mais substancial, optou-se por outra abordagem, inspirada por [125]. Aí refere-se que, no caso de a turbina receber sinais externos para alteração de potência produzida, os elementos do diagrama da Figura 4.16 à esquerda de β_{REF} seriam ignorados e este seria calculado directamente com base na potência pedida à turbina. No entanto, isto implicaria calcular o valor do ângulo de *pitch* β a partir das expressões (4.9) anteriormente apresentadas e usadas para determinar o coeficiente de potência da turbina [113]. Estas expressões são convenientes para evitar o uso de tabelas no modelo da turbina eólica. Contudo, a sua resolução em ordem a β não é prática e a sua implementação em *Eurostag* não é de todo elegante devido ao uso de elementos gráficos para implementar equações algébricas.

Assim, de modo a contornar este problema, optou-se por manter o controlador PI da Figura 4.16 e, de modo a conseguir limitar a potência de entrada na máquina, fazer, neste mesmo diagrama:

$$\begin{aligned} X &= P_{VENTO} \\ X_{REF} &= P_{REF} \end{aligned} \quad (4.33)$$

Com estas alterações, a entrada do diagrama da Figura 4.16 fica agora conforme se apresenta na Figura 4.17.

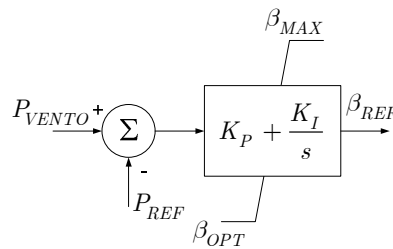


Figura 4.17 – Potências usadas para o controlo de *pitch*

Nesta figura tem-se que:

P_{VENTO} – Potência extraída do vento, em p.u. (potência mecânica no veio, desprezando-se as perdas mecânicas);

P_{REF} – Potência de referência, em p.u. (pedido externo de potência, por exemplo).

Se a potência de referência for maior do que a potência que naquele momento é possível extrair do vento, o ângulo de pitch irá fixar-se no seu valor óptimo β_{OPT} e o gerador produzirá o máximo que conseguir. Neste caso caberá à entidade que coordena o nível de produção fazer pedidos dentro do nível de disponibilidade do gerador eólico.

A potência de referência P_{REF} poderá também ser dada, alternativamente, em proporção da disponibilidade instantânea (4.34), deixando uma margem de reserva de potência (procedimento que por vezes é referido como *deload* na literatura anglo-saxónica). Neste caso é necessário determinar o valor P_{OPT} máximo que se poderia obter do vento disponível usando a expressão (4.8) e o coeficiente de potência ideal da turbina (considerando uma velocidade da turbina e um ângulo de *pitch* óptimos). Como referido em [128], é também possível definir P_{REF} a partir de uma diferença, em valor absoluto, para o valor máximo disponível (4.35).

$$P_{REF} = K_{deload} \times P_{OPT} \quad (4.34)$$

$$P_{REF} = P_{OPT} - P_{deload} \quad (4.35)$$

É ainda possível, por fim, usar o DFIM para ajudar a regular a frequência na rede, quando esta opera em modo isolado, usando os métodos sugeridos em [133] ou, em alternativa, a abordagem adoptada em [49], visto ambas serem compatíveis com a implementação adoptada neste trabalho. Segundo estes autores, a contribuição para a regulação de frequência pode ter duas vertentes, tendo sido ambas implementadas no presente modelo, se bem que com activação opcional:

- Controlo inercial, transformando energia cinética em potência nos instantes subsequentes a uma perturbação¹;
- Participação activa na regulação de frequência, pela injeção de uma maior potência quando a frequência da rede desce, tal como os convencionais reguladores proporcionais de frequência.

¹ Por exemplo, procurando replicar a inércia apresentada pelas máquinas síncronas convencionais, quando ligadas directamente à rede.

Para o primeiro caso optou-se pela solução seguida em [49]. Aqui, o desvio de frequência do sistema é utilizado para calcular a alteração de potência que vai ser imposta ao valor retirado da curva de extracção óptima de potência. Na Figura 4.18 mostra-se a alteração que é necessário realizar no diagrama já apresentado na Figura 4.13 para conseguir este comportamento.

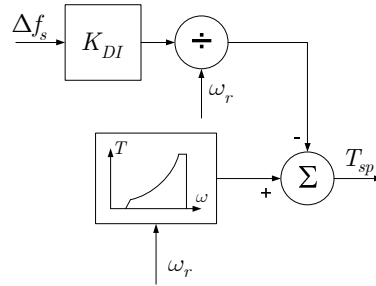


Figura 4.18 – Malha suplementar para controle de inércia

Nesta figura tem-se que (em p.u.):

Δf_s – Desvio de frequência do sistema;

K_{DI} – Ganho proporcional para a malha suplementar para controle de inércia.

Note-se que a injeção de potência adicional que se consegue deste modo é transitória, uma vez que a energia “extra” é obtida da energia cinética da máquina (que perde velocidade) e não de nenhuma margem de reserva de potência que, como foi já referido, pode ser conseguido usando o controle de *pitch*.

Assim, e seguindo uma abordagem semelhante a esta, mas agora aplicada ao controlador de *pitch* já apresentado, é possível definir a referência do ângulo de *pitch* (β_{REF}) a partir de Δf (Figura 4.19) [133]. Isto permite a resposta a variações de frequência mas ainda não define a margem de reserva de potência que é essencial para responder a descidas no valor da frequência. No entanto, tal é facilmente conseguido se para determinar o valor de P_{REF} for adoptada a expressão (4.34) ou (4.35), que definem uma potência de saída do DFIM abaixo da potência disponível P_{VENTO} .

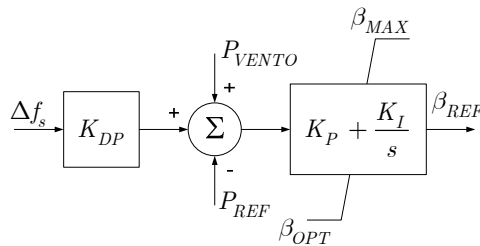


Figura 4.19 – Alteração ao cálculo do ângulo de *pitch* para controle de frequência

Nesta figura tem-se que (em p.u.):

Δf_s – Desvio de frequência do sistema;

K_{DP} – Ganho proporcional da malha suplementar para controlo de frequência através do ângulo de *pitch*.

Na tabela seguinte encontram-se os parâmetros adoptados para o controlador de *pitch* implementado no modelo da turbina eólica (K_P e K_I foram obtidos por tentativa e erro, não se justificando outra abordagem mais complexa por terem sido facilmente obtidos bons resultados).

Tabela 4.6 – Parâmetros do controlador de *pitch*

Parâmetro	Valor
K_P (p.u.)	150
K_I (p.u.)	50
β_{OPT} (graus)	0
β_{MAX} (graus)	90
K_{DI} (p.u.)	15
K_{DP} (p.u.)	20

Note-se que nem sempre estes parâmetros assumiram estes valores, uma vez que estes controladores podem encontrar-se desactivados em alguns cenários, o que é conseguido colocando a 0 os ganhos K correspondentes.

4.2.9.5 Controlo de Potência Reactiva/Tensão

O controlo de tensão encontra-se normalmente associado ao controlo da injeção de potência reactiva mas em redes de distribuição, que podem conter áreas em que a componente resistiva das linhas é preponderante, pode nem sempre ser este o caso. No entanto, no caso de existirem parques eólicos de grande dimensão ligados em zonas fortes da rede (por exemplo, com uma boa ligação ao barramento de uma subestação AT-MT), o facto de estes parques poderem dispor de capacidade para injectar potência reactiva pode auxiliar na manutenção dos perfis de tensão, principalmente no funcionamento em rede isolada, quando o suporte da rede a montante deixa de existir.

A compensação de reactiva dos parques eólicos pode ser feita, por exemplo, recorrendo a SVC [130]. No entanto, no contexto da aplicação desejada, este tipo de dispositivos pode tornar-se dispendiosa pelo que a utilização de funcionalidades já contidas nas máquinas instaladas no parque tende a ser uma alternativa mais racional.

Como foi já visto (Secção 4.2.9.3), o modelo implementado pode controlar a potência reactiva de dois modos: através do conversor C1, do lado do rotor, ou através do conversor C2, do lado do estator (e

da rede). À partida, a abordagem usando o conversor C1 é mais conveniente (numa implementação real) porque permite utilizar conversores estáticos concebidos para potências mais baixas [134]. Do ponto de vista da implementação do modelo serão aqui abordadas as opções disponíveis, sempre do ponto de vista do controlo de tensão.

Usando o conversor C1, descreveu-se na Secção 4.2.9.3 a forma como é implementada a parte responsável pelo controlo de tensão e que pode também assegurar um factor de potência unitário para a máquina ou garantir uma corrente rotórica mínima. Este conversor não consegue, contudo, impor uma determinada tensão ou um determinado valor de potência reactiva. Se tal for pretendido, o modelo da Figura 4.14 tem de ser modificado de modo a alterar o método de cálculo da referência de i_{dr} (Figura 4.20). Esta abordagem (que utiliza controladores PI para o cálculo da referência de i_{dr}) não segue fielmente o trabalho até agora seguido [116], no entanto é adoptada por outros autores com bons resultados [49, 125, 131].

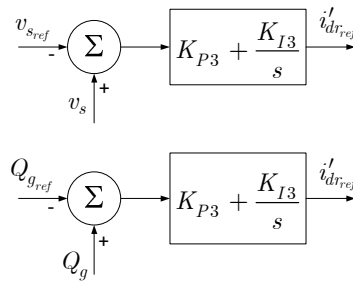


Figura 4.20 – Alteração à entrada do conversor C1 para controlo de potência reactiva

A segunda opção para a injeção de potência reactiva na rede de acordo com os níveis de tensão baseia-se no uso do conversor C2, mais especificamente na injeção da corrente adicional i_{da} na rede, aos terminais do estator. Esta corrente é calculada de acordo com uma potência reactiva de referência de acordo com a equação (4.29) na Secção 4.2.9.3, que aqui se relembra.

$$i_{da} = \frac{Q_{gref}}{v_s} - i_{ds} \quad (4.36)$$

Para o cálculo da referência de Q_g adoptou-se a solução genérica sugerida em [131], consistindo num controlador PI com um filtro de primeira ordem a anteceder-lo (Figura 4.21). Esta constante de tempo destina-se a reflectir os atrasos nas comunicações e também a filtrar as altas frequências de modo a garantir a estabilidade do controlo. Como este sistema de controlo não depende de nenhum circuito indutivo (ao contrário da excitação das máquinas síncronas, por exemplo), tem o potencial para ser extremamente rápido. No entanto, ganhos demasiado altos e constantes de tempo muito reduzidas deverão ser evitadas.

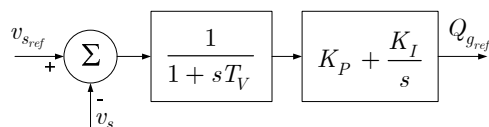


Figura 4.21 – Nova entrada do conversor C2 para implementar o controle de tensão

Ambas as abordagens, usando o conversor C1 ou o conversor C2, tendem a conduzir a resultados muito aproximados. Dado que neste trabalho a preocupação primordial não se centra nos detalhes do controle de tensão, decidiu-se pela utilização do conversor C2 para a realização desta tarefa principalmente pelo facto de emprestar um pouco mais de robustez ao modelo e de simplificar a determinação dos ganhos, uma vez que o uso do conversor C2 não implica a utilização de controladores PI encadeados. A tabela seguinte mostra os valores adoptados para os parâmetros que surgem na Figura 4.21. Mais uma vez, os parâmetros foram obtidos por tentativa e erro, tendo agora como ponto de partida as sugestões apresentadas em [131].

Tabela 4.7 – Parâmetros do controlador de tensão (usando conversor C2)

Parâmetro	Valor
K_P (p.u.)	40
K_I (p.u.)	0
T_V (s)	0.5

Em jeito de validação, procurou-se comparar a resposta deste tipo de controlador de tensão com aquela que se obteria através da utilização do modelo do SVC disponibilizado pelo *Eurostag* e cuja implementação segue aproximadamente a abordagem referida em [135]. Como se pode observar na Figura 4.22, foi possível obter respostas praticamente idênticas em termos da potência reactiva injectada e da tensão no barramento principal da subestação AT-MT¹. Para tal, usou-se o modelo do SVC fornecido com o *Eurostag* com os seus parâmetros “de fábrica”, ligado no mesmo barramento do DFIM. Os resultados foram comparados com a situação em que o DFIM se encontra apenas com o controle proporcional de tensão a funcionar ($K_I = 0$; $K_P = 20$), tendo-se adoptado as mesmas potências nominais para o SVC e para o DFIM.

¹ A figura em causa corresponde a uma vista detalhada do resultado de uma simulação apresentada no Capítulo 7 e que diz respeito ao caso de teste relativo à reposição de serviço.

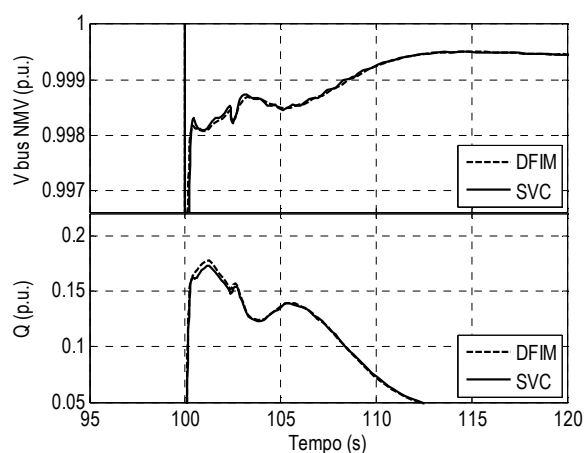


Figura 4.22 – Comparação do modelo do SVC do *Eurostag* com o controlo de tensão do DFIM

4.3 Metodologia de Controlo Hierárquico

4.3.1 Processo de Controlo

O sistema de controlo hierárquico foi implementado tendo em conta que, apesar de continuar a possibilitar o controlo manual de qualquer dispositivo activo da rede (produção, cargas, etc.), a grande virtude de um sistema deste tipo é a sua capacidade para actuar autonomamente. Deste modo poderá participar activamente nas actividades de gestão da rede sob supervisão do DMS, quando em modo interligado, e poderá também assegurar a correcta operação da rede de MT que se encontra a supervisionar, caso esta transite para modo isolado.

Esta actuação autónoma pressupõe a existência de um qualquer tipo de monitorização das condições de operação da rede que, neste trabalho, se vai considerar limitado às variações de frequência. No caso de este sistema de monitorização encontrar alguma variação para a qual esteja programado para reagir, ele irá actuar de acordo com regras e critérios pré-estabelecidos.

Repare-se que uma variação de carga, que ocorra enquanto a MMG se encontra isolada da rede a montante, irá provocar um desvio de frequência devido ao desequilíbrio de potências que desencadeia. Esta variação de frequência tem de ser corrigida através do reequilíbrio das potências produzidas/consumidas dentro da MMG. Na Figura 4.23 encontra-se o fluxograma que representa a sequência de acções que é necessário executar repetidamente enquanto o sistema de controlo se encontra activado de modo a conseguir a referida correcção da variação de frequência. Este fluxograma pode ser usado para referência durante a leitura desta Secção 4.3.1.

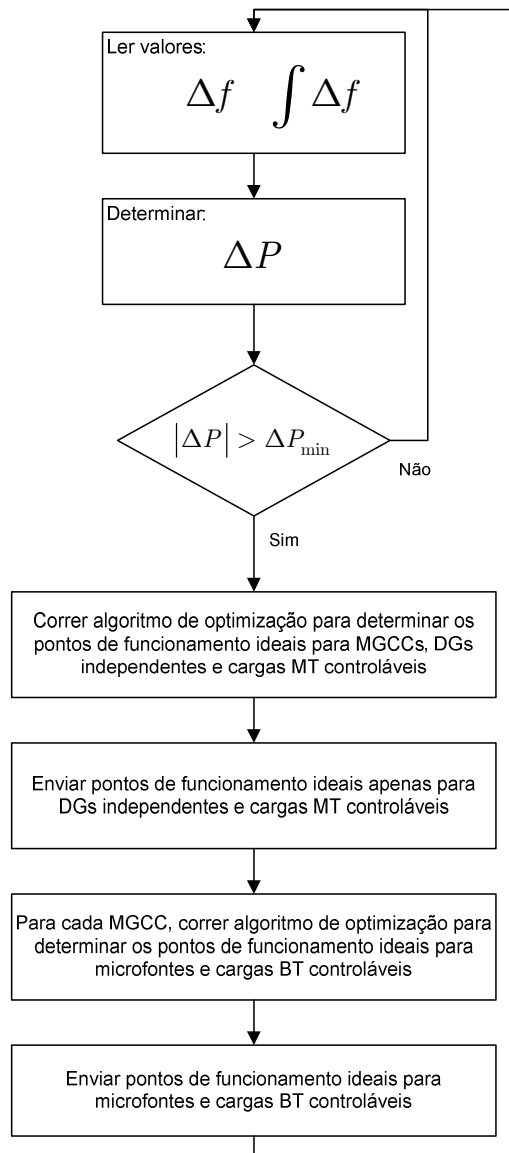


Figura 4.23 – Fluxograma das acções do controlo hierárquico de frequência/potência

Nesta figura, o ponto principal passa pela decisão de actuação sobre o sistema. Esta decisão é tomada após o cálculo da potência necessária para o reequilíbrio (ΔP) com base nos valores do desvio de frequência (Δf) e do seu integral. Após o cálculo de ΔP , este é comparado com o limiar definido previamente ($\Delta P_{\min}$) e, consoante o resultado, poderá dar-se início à intervenção na rede.

$$|\Delta P| > \Delta P_{\min} \quad (4.37)$$

Nas secções seguintes descreve-se a sequência de acções de monitorização e controlo, assim como as regras, parâmetros e critérios que poderão ser utilizados para definir a actuação a ter.

4.3.1.1 Tempo de Amostragem

O conceito de “tempo de amostragem” ($T_{amostragem}$) é, neste contexto, uma útil abstracção que permite solucionar de um modo directo um conjunto de problemas e limitações relacionadas quer com o sistema de comunicações da estrutura de controlo, quer com as características técnicas dos constituintes das MMG. A razão para a escolha deste nome prende-se com o facto de se considerar que os valores do desvio de frequência e do seu integral são lidos no início deste ciclo que se repete a cada intervalo $T_{amostragem}$. Assim, este intervalo de tempo pode ser efectivamente visto como um tempo de amostragem (por analogia com o que normalmente se designa por *sample time* na literatura anglo-saxónica).

Apesar de o valor da frequência poder estar continuamente a ser lido e o integral do desvio de frequência estar sempre a ser calculado, provavelmente não será realista pretender que o controlo seja feito em tempo real. Várias razões podem limitar a frequência de repetição deste ciclo (Figura 4.23), algumas das quais se enumeram a seguir.

O limite inferior para o período de repetição do ciclo é condicionado por:

- Atrasos nas comunicações;
- Interesse em reduzir o número de acções de controlo (limitar fadiga de material);
- Capacidade computacional.

O limite superior para o período de repetição do ciclo é condicionado por:

- Velocidade pretendida para resposta a perturbações;
- Precisão de resposta requerida para a tarefa de *load-following* em rede isolada.

Limitando o período de repetição do ciclo a este valor $T_{amostragem}$, está a incluir-se implicitamente o efeito das condicionantes acima referidas, sem prejuízo de algumas destas poderem vir a ser posteriormente definidas de um modo mais individualizado para cada uma das fontes ou qualquer outro elemento constituinte da MMG (uma carga controlável, por exemplo).

Resta referir que, na fase de implementação da plataforma de simulação, a inclusão deste “tempo de amostragem” vai revelar-se quase obrigatória face à necessidade de integrar o funcionamento do *Eurostag* com o do *MATLAB* (ver Secção 4.3.3).

Foi sempre considerado que o $T_{amostragem}$ teria um valor constante. No entanto, poder-se-ia implementar a capacidade de variar o $T_{amostragem}$ de um modo dinâmico, reduzindo-se o seu valor o mais possível após ser detectada uma variação grande de frequência. Apesar de implementação muito difícil na plataforma desenvolvida, este sistema poderia permitir uma resposta mais rápida e mais precisa do sistema de controlo hierarquizado face a perturbações mais graves e que desencadeiem desvios rápidos de frequência.

4.3.1.2 Determinação da Alteração de Potência

Os valores do erro de frequência e do seu integral são usados para determinar a alteração que o equilíbrio de potências na rede tem de sofrer de modo a recuperar o valor correcto da frequência no sistema. Assim, a alteração de potência ΔP é determinada de acordo com a expressão (4.38).

$$\Delta P = K_C \times \left(K_P \times \Delta f + K_I \times \int \Delta f \right) \quad (4.38)$$

Nesta expressão, tem-se que:

ΔP : alteração de potência desejada (W)

Δf : desvio (erro) de frequência (p.u.)

K_P : ganho proporcional

K_I : ganho integral

K_C : constante da rede (proporcional à potência controlável existente na rede sob controlo) (W)

Note-se que a constante de rede K_C se destina a converter o valor do factor da direita da expressão (4.38) para unidades do S.I. e, simultaneamente, para uma escala adequada à rede a controlar. Deste modo, os outros dois ganhos não precisam de ser alterados significativamente consoante a dimensão da rede em estudo, bastando modificar o valor de K_C que pode, inclusivamente, ser calculado de modo automático, por exemplo, através da soma das potências de todas as unidades controláveis (produção e carga susceptível de deslastre).

Como se depreende desta descrição dos parâmetros, a expressão (4.38) não é mais do que a implementação de um controlador PI cuja entrada é o erro de frequência, representado em (4.39) na notação de Laplace. Esta abordagem assemelha-se àquela utilizada pelos sistemas de controlo automático de produção (AGC), quando operam em redes isoladas onde a manutenção de trânsitos de potência bem definidos entre diferentes áreas (ou países) não é relevante [85].

$$\Delta P(s) = K_C \times \left(K_P + K_I \frac{1}{s} \right) \times \Delta f(s) \quad (4.39)$$

Note-se que ΔP pode assumir valores positivos ou negativos, consoante o percurso do desvio de frequência até ao momento. Assim, caso a frequência suba excessivamente, é possível actuar automaticamente de modo a reduzir a potência gerada na rede (acção também denominada de *generation-curtailment* na literatura de língua inglesa).

No funcionamento em rede interligada, caso se pretenda manter o trânsito de potências na ligação com a rede de AT a montante num determinado valor, ΔP pode ser, por exemplo, o desvio deste valor em

relação ao desejado. Como se tratam de grandezas nas mesmas unidades (potências em unidades do S.I.), não é necessária a utilização de nenhum tipo de conversor nem de controlador para aplicar estes valores no sistema de controlo hierárquico.

4.3.1.3 Limiar de Actuação

Como foi já referido, antes de utilizar o valor da alteração de potência ΔP para programar algum tipo intervenção no sistema, é conveniente verificar se esta intervenção se justifica face à perturbação observada. Isto pode ser conseguido comparando o valor de ΔP com um limiar pré-definido de acordo, por exemplo, com os seguintes critérios:

- A capacidade conhecida da rede (redes grandes toleram desequilíbrios de potência maiores);
- Velocidade de resposta (valores de ΔP menores conduzem a uma actuação mais rápida);
- Precisão requerida para o valor da frequência (valores de ΔP menores conduzem a uma maior precisão na manutenção do valor da frequência);
- Frequência máxima de resposta dos dispositivos a controlar face a consecutivos comandos de controlo (valores de ΔP menores conduzem à produção de uma maior quantidade de acções de controlo).

Poder-se-ia, é claro, usar como limiar o valor de Δf ou do seu integral, ou até de um qualquer outro índice que caracterize a necessidade de actuar sobre o sistema. O uso de ΔP (o limiar será $\Delta P_{\min}$) tem a vantagem de tomar partido de grandezas de acesso directo e de agregar o efeito de Δf e do seu integral.

Caso o valor de ΔP seja tal que justifique uma alteração dos pontos de funcionamento dos dispositivos da rede, é necessário repartir esta variação de potência por todos os dispositivos controláveis sob alçada do CAMC que, consoante ΔP seja positivo ou negativo:

- Possam injectar mais potência na rede;
- Possam reduzir a sua produção de energia;
- Sejam cargas passíveis de deslastre.

Para efectuar esta repartição de potência por estes dispositivos é necessário, no entanto, seguir um critério que possa ser considerado adequado ao cenário em causa.

4.3.1.4 Critérios de Distribuição de Potências

Como este é o nível hierárquico correspondente ao CAMC, é esperado que estes dispositivos se encontrem ligados ao nível da média tensão e que formem um conjunto constituído fundamentalmente por sistemas de co-geração ou de produção distribuída (eólica, mini ou micro-hídrica, etc.), cargas de MT passíveis de deslastre, assim como todos os MGCC que têm como função o controlo das micro-redes a eles associadas.

Esta estrutura permite que a composição interior das MG possa ser “invisível” para os CAMC sem prejuízo do controlo global da MMG. Este facto permite simplificar significativamente a tarefa do CAMC que, nesta fase do processo de controlo, pode utilizar qualquer conjunto de critérios para distribuir a potência pelas unidades a controlar.

Na sua forma possivelmente mais interessante, o conjunto de critérios para distribuição das alterações de potência pelos dispositivos controláveis pode materializar-se num algoritmo de optimização adequado à estratégia de operação escolhida para a rede MT em causa.

Um exemplo da aplicação de um algoritmo de optimização a esta situação surge naturalmente caso se considere que se pretende minimizar alguma grandeza comum a todos os dispositivos sob alçada do sistema de controlo hierárquico: o custo, por exemplo. Cada elemento controlável da rede (carga ou produção) introduz uma alteração de custos caso lhe seja pedida uma variação de potência (consumida ou gerada). Assim, utilizando como exemplo os métodos tradicionais de programação linear, é possível minimizar os custos inerentes às alterações que irão ser pedidas para reequilibrar o balanço de potências na rede. Na expressão (4.40) encontra-se representada a função objectivo que procurará minimizar o custo total z das alterações.

$$\min_{\mathbf{x}} z = \mathbf{c}^T \mathbf{x} \quad (4.40)$$

Nesta expressão, os vectores representam:

- $\mathbf{c}$ – preços unitários de incremento de produção ou redução de carga (unidade arbitrária, comum a todos os elementos);
- $\mathbf{x}$ – variações de produção ou de carga que irão ser requeridas (kW).

Uma particularidade relativa aos valores assumidos pelos elementos de $\mathbf{c}$ tem a ver com o facto de serem as reduções de carga (e não o seu aumento) que conduzem aos custos. Por outras palavras, no caso de se considerar a ocorrência de deslastre, o custo total z deverá aumentar apesar de o valor dos elementos de $\mathbf{x}$ correspondentes a cargas ser negativo. Esta característica pode ser facilmente incorporada de um modo transparente considerando que os custos associados às cargas são negativos.

Esta optimização estará sujeita a um conjunto de restrições:

$$\begin{aligned} \sum x_i &= \Delta P \\ \mathbf{x} &\geq \mathbf{l} \\ \mathbf{x} &\leq \mathbf{h} \end{aligned} \quad (4.41)$$

Onde os vectores representam, para unidades de produção ou cargas:

- $\mathbf{l}$ – limites inferiores para a amplitude das variações (variações mínimas, em kW);
- $\mathbf{h}$ – limites superiores para a amplitude das variações (variações máximas, em kW).

Estas restrições incluem, como não poderia deixar de ser, a condição que garante a igualdade entre a variação de potência (ΔP) desejada e a soma das contribuições de todos os dispositivos controlados.

Note-se que os elementos de $\mathbf{l}$ e $\mathbf{h}$ são actualizados dinamicamente de cada vez que o algoritmo de optimização é executado de modo a reflectir a disponibilidade da microfonte em causa. Por exemplo: se uma fonte i se encontra a produzir o seu limite máximo, terá de se considerar $h_i = 0$.

As restrições (4.41) podem ainda ser usadas para identificar geradores e cargas que naquele momento não podem, por uma qualquer razão, participar na regulação de frequência. Isto é conseguido igualando a zero os elementos de $\mathbf{l}$ e $\mathbf{h}$ que correspondem a dispositivos que não se pretende ajustar. Deste modo bloqueia-se a atribuição de valores de x_i não nulos a estes dispositivos. Simbolicamente, se a fonte i não puder variar, então:

$$\begin{cases} l_i = 0 \\ h_i = 0 \end{cases} \Rightarrow x_i = 0 \quad (4.42)$$

Pode haver situações em que este algoritmo de optimização não tenha sucesso por não conseguir cumprir todas as restrições. Por exemplo, a variação de frequência pode dar origem a um valor de ΔP tal que as restrições para os limites inferiores ou superiores das variações de potência das fontes não podem ser integralmente cumpridas em simultâneo com a primeira restrição apresentada em (4.41). Mais concretamente, o valor de ΔP é condicionado pela disponibilidade dos dispositivos controláveis existentes na rede do modo indicado em (4.43).

$$\begin{aligned} \Delta P &\leq \sum h_i \text{ se } \Delta P > 0 \\ \Delta P &\geq \sum l_i \text{ se } \Delta P < 0 \end{aligned} \quad (4.43)$$

A falha do algoritmo de optimização, caso fosse ignorada, faria com que não houvesse lugar ao envio da informação de novos pontos de funcionamento para as fontes de energia no sistema. No entanto, considerou-se ser preferível o sistema reagir sempre aos desvios de frequência, ainda que de um modo limitado, do que não reagir de todo. De modo a conseguir este tipo de comportamento e obter uma contribuição para contrariar a evolução desfavorável da frequência do sistema, mesmo que não a ideal, é necessário alterar o valor de ΔP na primeira restrição apresentada em (4.41) para um novo $\Delta P'$, reescrevendo do seguinte modo a expressão em causa:

$$\sum x_i = \Delta P' \quad (4.44)$$

Este novo $\Delta P'$ é determinado de modo diferente consoante o sinal do ΔP original (Tabela 4.8). Com as alterações indicadas nesta tabela garante-se que ΔP nunca é maior, em valor absoluto, do que a disponibilidade total de variação do conjunto das fontes em qualquer um dos sentidos.

Tabela 4.8 – Critérios para a substituição da restrição no algoritmo de optimização

Quando $\Delta P > 0$	Quando $\Delta P < 0$
$\Delta P' = \min(\Delta P, \sum h_i)$	$\Delta P' = \max(\Delta P, \sum l_i)$

Após esta optimização, que é realizada de cada vez que o ciclo é executado, obtém-se um conjunto de valores (os elementos de $\mathbf{x}$) que são as alterações de produção que serão pedidas às micro-redes (MGCCs) e a unidades de produção distribuída ligadas na MT, incluindo ainda os valores de deslastre que eventualmente sejam requeridos a cargas de MT.

O CAMC vai requerer todas estas alterações através dos canais de comunicação identificados na Figura 4.24 pelo número 2.

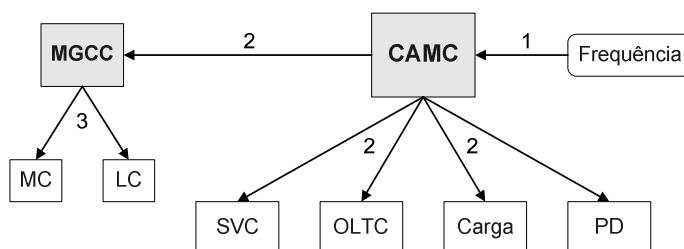


Figura 4.24 – Canais de comunicação utilizados pelo sistema de controlo implementado

Este critério de optimização, baseado em critérios económicos e apresentado apenas como um exemplo, pode ser refinado incluindo, por exemplo, o custo estimado das perdas na rede. No entanto, como foi aqui apresentado apenas como exemplo, não se considerou que esta tarefa se pudesse incluir no âmbito deste trabalho.

4.3.1.5 Restrição à Transferência de Potência entre Fontes

Devido às características particulares do sistema electroprodutor que tende a existir no tipo de redes no qual este trabalho se concentra, é necessário ter uma actuação cautelosa visto existir o potencial para que muita da produção instalada tenha origem em fontes cuja principal vocação não seja o fornecimento de energia à rede mas sim, por exemplo, a produção de electricidade conjuntamente com calor para apoio a processos industriais (co-geração). A existência deste tipo de produção, mesmo que com disponibilidade para participar no controlo de frequência, condiciona a actuação do sistema de

controlo uma vez que este não pode alterar arbitrariamente as produções de qualquer das fontes da rede sob pena de comprometer os processos industriais em curso.

Alterações em larga escala dos pontos de funcionamento dos sistemas de produção podem ser originadas pelas mais pequenas perturbações no valor da frequência. Em casos limite, o algoritmo de optimização poderia, à menor perturbação de frequência, começar a redistribuir totalmente as potências geradas quando a melhor abordagem seria, por exemplo, incrementar um pouco a potência de apenas um dos geradores mais económicos. Esta actuação de um certo modo anárquica surge devido à tentativa que o algoritmo faz de optimizar globalmente, de um ponto de vista económico, o funcionamento do sistema, reduzindo a produção de fontes mais caras e incrementando aquela de fontes mais económicas.

Para melhor ilustrar este cenário, considere-se o caso representado na Tabela 4.9, onde três unidades de produção, com custos diferentes, se encontram a produzir potências distintas, sendo este estado inicial (pré-perturbação) não corresponderia a um ponto de operação óptimo.

Tabela 4.9 – Exemplo da implicação da transferência de potência entre fontes (pré-perturbação)

Unidade	Custo	Produção (MW)
A	10	2
B	2	3
C	5	1

Supondo que ocorre uma ligeira diminuição de frequência e que o sistema de controlo decide incrementar a produção total em 1 MW, rapidamente se constata, sabendo que o limite máximo de produção de cada uma das unidades é de 4 MW, que optimizando as produções de um modo global, as unidades individuais irão organizar-se como se apresenta na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Exemplo da implicação da transferência de potência entre fontes (pós-perturbação)

Unidade	Custo	Produção (MW)
A	10	0
B	2	4
C	5	3

Pode dizer-se, então, que se verifica uma transferência de potência da unidade A para a C, o que conduz certamente a uma redução de custos (do ponto de vista do algoritmo de optimização) mas pode ter os efeitos negativos já referidos nos parágrafos anteriores.

De modo a evitar que isto aconteça, é necessário que os limites para o valor dos n elementos de $\mathbf{x}$ (variações individuais de potência) sejam ajustados, garantindo que $\mathbf{x}$ não tenha elementos positivos e negativos em simultâneo, mas sim com o mesmo sinal de ΔP , tal como se mostra em (4.45).

$$\begin{cases} \Delta P > 0 \Rightarrow \forall i \in \{1, \dots, n\} : x_i > 0 \\ \Delta P < 0 \Rightarrow \forall i \in \{1, \dots, n\} : x_i < 0 \end{cases} \quad (4.45)$$

Isto pode ser conseguido ajustando **l** e **h**, antes da optimização, de acordo com o seguinte:

$$\begin{cases} \Delta P > 0 \Rightarrow \mathbf{l} = 0 \\ \Delta P < 0 \Rightarrow \mathbf{h} = 0 \end{cases} \quad (4.46)$$

O facto de não haver alterações de potência positivas e negativas em simultâneo implicará que também não haja transferência de produção entre fontes de energia, tal como pretendido.

Existe uma outra situação em que podem ocorrer transferências de potência indesejadas entre fontes e que corresponde ao caso em que esta ocorre em instantes de tempo diferentes. As alterações às restrições referidas em (4.46) apenas corrigem a situação para cada optimizações individual, num determinado instante de tempo.

Um cenário em que a transferência de potência entre fontes pode ocorrer em diferentes instantes de tempo (transferência diferida) é, por exemplo, o caso em que uma primeira acção do CAMC conduz a um excesso de potência na rede (um *overshoot* no controlo) que posteriormente tem de ser corrigido, na acção de controlo imediatamente subsequente, por uma redução de produção. Caso o algoritmo de optimização usado seja de índole estritamente económica, como o aqui apresentado, vai suceder que a elevação inicial de potência é feita à custa de fontes mais económicas, ao passo que a posterior redução ocorre por conta de fontes mais dispendiosas (Figura 4.25). Na maior parte dos casos, no entanto, o pretendido seria reduzir de novo a fonte ou o conjunto de fontes que viram inicialmente a sua produção incrementada.

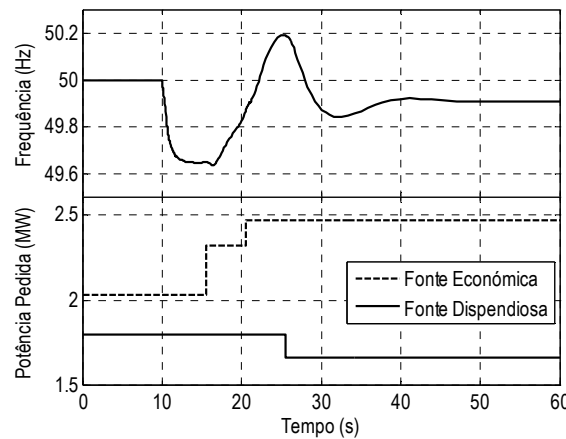


Figura 4.25 – Exemplo da transferência diferida de potência entre fontes, normalmente indesejada

Para evitar estas transferências indesejadas de potência, o sistema de controlo hierárquico disponibiliza, para uso opcional, um método que permite o bloqueio temporário, em todas as fontes excepto nas que sofreram variações no último instante de tempo, de novas variações de sinal contrário à que acabou de ocorrer. Este bloqueio, como temporário que é, dura no máximo um determinado número de iterações do processo de controlo implementado (Figura 4.23 da Secção 4.3.1).

Para implementar este sistema, foram criados dois vectores contendo valores inteiros, positivos, que definem o estado deste bloqueio temporário para cada componente i ligado na MT. Estes vectores denominam-se $\mathbf{u}$ e $\mathbf{d}$ e sempre que um dos seus elementos i contém um valor diferente de zero considera-se bloqueado o incremento ($\mathbf{u}$) ou a diminuição ($\mathbf{d}$) de produção do componente (gerador) correspondente. Especificamente, se um elemento de $\mathbf{u}$ for não nulo, o elemento correspondente de $\mathbf{h}$ (restrição de variação máxima) será também anulado, impedindo a fonte respectiva de incrementar a sua produção (4.47). Ocorre o mesmo com os elementos de $\mathbf{d}$ e de $\mathbf{l}$ (restrição de variação mínima).

$$\begin{cases} u_i \neq 0 \Rightarrow h_i = 0 \\ d_i \neq 0 \Rightarrow l_i = 0 \end{cases} \quad (4.47)$$

Em cada iteração do processo de controlo implementado (Figura 4.23 da Secção 4.3.1) estes valores são actualizados, pois o bloqueio é temporário. Esta actualização é feita retirando uma unidade a todos os elementos de $\mathbf{u}$ e $\mathbf{d}$ que ainda não sejam nulos (4.48).

$$\begin{cases} u_i \neq 0 \Rightarrow u_i = u_i - 1 \\ d_i \neq 0 \Rightarrow d_i = d_i - 1 \end{cases} \quad (4.48)$$

O controlo do bloqueio propriamente dito é conseguido logo após a execução de cada processo de optimização. As fontes que, de acordo com esta optimização, vão ver a sua potência variar, irão considerar-se automaticamente desbloqueadas. Portanto, para estas fontes:

$$\begin{cases} \Delta P < 0 \Rightarrow u_i = 0 \\ \Delta P > 0 \Rightarrow d_i = 0 \end{cases} \quad (4.49)$$

Não é necessário desbloquear as variações no mesmo sentido da que acabou de ocorrer, pois estas já se encontram desbloqueadas (se $\Delta P > 0$, então u_i tinha já de ser nulo anteriormente).

As restantes fontes, que não vão ser sujeitas a alterações de potência nesta iteração, vão ser bloqueadas de modo a que não possam variar a sua produção na iteração seguinte, da seguinte maneira:

$$\begin{cases} \Delta P < 0 \Rightarrow u_i = b \\ \Delta P > 0 \Rightarrow d_i = b \end{cases} \quad (4.50)$$

Nestas expressões (4.50), b representa o número de iterações durante as quais as fontes em causa se vão encontrar com as variações bloqueadas.

Assim garante-se que no caso de serem necessárias alterações de potência de sinal oposto, em momentos de actuação do CAMC consecutivos ou afastados de um número de iterações menor do que b , as alterações ficarão a cargo do mesmo grupo de fontes e não de fontes com custos marginais diferentes.

4.3.1.6 Actuação dos MGCC

Após a conclusão do processo que utiliza os critérios escolhidos para obter as alterações de potências a pedir, o CAMC pode agora enviar estes pedidos para todos os dispositivos da rede sob seu controlo. Num sistema real, seria isto que iria prontamente acontecer, ficando o CAMC imediatamente livre para preparar o ciclo seguinte.

No processo de simulação, no entanto, é necessário representar o envio dos pedidos para os MGCC de modo a que estes possam determinar as alterações de potência irão ser requeridas às micro-fontes e cargas controláveis que residem dentro de cada micro-rede.

Assim, cada MGCC irá agora executar um processo de optimização individual, idêntico ao que o CAMC realizou, procurando optimizar a distribuição de alterações de potência das suas microfontes e cargas controláveis de modo a ir ao encontro do valor de variação de potência que lhe foi pedido pelo CAMC. O método de optimização pode ser o mesmo ou um diferente. Do mesmo modo, os critérios podem manter-se idênticos (até agora, como exemplo, referiu-se o critério económico) ou podem ser alterados, consoante a estratégia adoptada pela entidade gestora de cada uma das micro-redes.

Após a optimização, o MGCC vai requerer as alterações aos dispositivos controláveis no interior da MG através dos canais de comunicação identificados com o número 3 na Figura 4.24 (página 108).

4.3.1.7 Outras Considerações

O facto de a rede MT em causa (a multi-micro-rede) ser controlada por um sistema hierárquico que apresenta algumas semelhanças com sistemas tradicionais de controlo secundário de frequência, poderá criar dificuldades caso existam no sistema outros dispositivos com capacidades semelhantes. Por exemplo, pode acontecer que o controlo secundário local de alguma microfonte ou sistema de produção distribuída colida com as decisões tomadas previamente pelo algoritmo de optimização. Apesar de se considerar possível coordenar este tipo de contribuições, neste trabalho assumiu-se que todos os modelos de sistemas de produção, quando utilizados conjuntamente com o controlo hierárquico, não têm capacidade para realizar autonomamente o controlo secundário de frequência.

Como foi já referido, todo o processo de atribuição de novos pontos de funcionamento aos dispositivos da rede baseia-se na determinação de variações de potência. Para saber a máxima amplitude que pode ser atribuída à variação, é necessário ter em conta a potência que está a ser disponibilizada no final da iteração anterior. No entanto, em regime transitório, quando a produção das fontes se encontra a variar, é natural que o valor da potência efectivamente produzida esteja atrasado em relação ao valor que está a ser pedido à fonte. Isto conduz a que seja necessário escolher entre duas opções como valor para a produção anterior das fontes:

- A potência efectivamente produzida;
- A potência que lhes está a ser pedida pelo CAMC (ou pelo MGCC).

Neste trabalho optou-se por utilizar o valor da potência que está a ser pedida naquele instante às fontes, em vez de utilizar o valor real de potência que estão a debitar, pelo motivo que se descreve a seguir. Em regime permanente e em condições normais de funcionamento, estes valores deverão ser idênticos. No entanto, como exemplo, caso o sistema de controlo peça a uma microfonte para esta aumentar a sua produção para o valor máximo, ela demorará um certo tempo a atingir o valor de produção pedido. Enquanto este aumento se processa, não é justificável pedir potências maiores quando a fonte em questão já se encontra a tentar incrementar a potência de saída até ao valor máximo, pelo que, se efectivamente é necessária mais produção de potência, o CAMC deverá requerê-la a fontes com real disponibilidade para tal.

4.3.2 Integração do Deslastre Centralizado

O deslastre centralizado é a designação adoptada para descrever as acções de deslastre de cargas que não são executadas independentemente por relés a elas associados, mas sim pelo CAMC ou pelos MGCC de cada uma das micro-redes. O deslastre, quando feito nestes moldes, apresenta algumas particularidades que serão discutidas a seguir.

Neste contexto, a abordagem à questão do deslastre de cargas tem necessariamente de ser diferente daquela utilizada em sistemas convencionais. Com efeito, o facto de ser esperado que o sistema de controlo introduza atrasos significativos nas acções de comando das cargas implica que estas não poderão responder a perturbações na rede de modo quase instantâneo. Esta velocidade de resposta é precisamente uma das características da maneira como o deslastre é normalmente aplicado, para controlo de emergência, em sistemas de energia mais convencionais.

Assim, nestas circunstâncias, não é razoável esperar que o deslastre de cargas possa contribuir para limitar a gravidade de alguns tipos de perturbações. Como exemplo, pode referir-se a grande excursão de frequência que pode ocorrer imediatamente após o isolamento da rede de MT (a multi-micro-rede) e que, dada a velocidade com que progride, muito dificilmente pode ser contida pela acção do deslastre de cargas centralizado, que depende dos tempo de resposta de todos os elementos do sistema de controlo hierárquico.

A perda desta característica pode ser vista como uma desvantagem, pois em casos de emergência o interesse do deslastre torna-se muito limitado. No entanto, as cargas passíveis de deslastre podem começar a ser vistas como um tipo de reserva secundária, permitindo manter o sistema a funcionar, com as cargas prioritárias alimentadas, em situações de rede isolada. Possibilita-se, ainda, a recuperação do valor da frequência de um modo mais rápido e sem depender tanto da disponibilidade de recursos renováveis intermitentes ou de outros tipos de produção de energia menos disponíveis.

Para se conseguir obter um algoritmo de controlo o mais genérico possível, de modo a não obstar à sua futura evolução e desenvolvimento, optou-se por considerar as cargas como “produção negativa”. Isto implicará, por exemplo, que os custos associados (c) são também negativos no caso da optimização com critérios económicos (como foi já referido sucintamente na Secção 4.3.1). Outra vantagem deste método de inclusão das cargas é o aproveitamento que é feito de um conjunto de propriedades relevantes para o controlo que as cargas apresentam em comum com a produção: os já referidos custos, os limites para a amplitude das variações e os tempos mínimos de actuação, por exemplo.

A carga existente num dado momento no sistema só pode ser desligada por escalões, não existindo o tipo de controlo contínuo que tipicamente se consegue com as instalações de produção de energia. Este facto levou a que o algoritmo de optimização em uso tivesse de ser alterado de modo a contemplar esta componente inteira, não contínua, que a inclusão das cargas acarreta. Em simultâneo, tentou-se minimizar as alterações a fazer à implementação já realizada, optando-se por um algoritmo do tipo MILP (*Mixed Integer Linear Programming*, na literatura anglo-saxónica)¹ para tornar possível a obtenção de passos de deslastre com valores discretos, pré-definidos, e não contínuos, pouco realistas.

Nesta aplicação concreta, optou-se por considerar apenas a existência de passos de deslastre de dimensões iguais (L_{step}), dividindo o valor máximo de cada uma das cargas disponíveis para deslastre (L_{max}) pelo número de passos considerados (N):

$$L_{step} = \frac{L_{max}}{N} \quad (4.51)$$

De modo a garantir que a carga a deslastrar (L_{shed}) seja um múltiplo de L_{step} , tal como pretendido, é necessária uma restrição adicional para o método MILP:

¹ Para a implementação deste algoritmo do tipo MILP, optou-se por utilizar, a partir do *MATLAB*, o *lp_solve*. Este software gratuito (GNU LGPL), desenvolvido por Michel Berkelaar, Kjell Eikland e Peter Notebaert, é um “solver” para problemas de programação linear, muito versátil, que permite contornar o facto de o *MATLAB* não dispor, na sua configuração padrão, dos meios para resolver estes problemas do tipo MILP.

$$L_{shed} - L_{step} \times x_{int} = 0 \quad (4.52)$$

Na expressão anterior (4.52), x_{int} representa uma variável cuja única restrição é ser inteira não negativa.

Uma característica importante tem sempre de distinguir a actuação sobre a produção e a actuação sobre as cargas: não é desejável, nem possível, manter cargas continuamente desligadas. Assim, torna-se necessário voltar a ligar cargas que tinham sido sujeitas a deslastre logo a partir do momento em que este deixe de se justificar. Para tal, desde que o sistema se encontre num estado de suficiente robustez, permitindo que cargas sejam ligadas sem o comprometimento da sua estabilidade, estas poderão ser progressivamente ligadas de novo. Este religar de cargas pode ser conseguido integrando elementos no sistema de controlo hierárquico que permitam ir progressivamente ligando volumes de carga a partir do momento em que o sistema se encontre suficientemente robusto.

Considera-se que o sistema tem robustez suficiente quando se encontram reunidas as seguintes condições:

- O sistema permanece a operar praticamente em regime permanente durante um período de tempo previamente estabelecido;
- O sistema tem reservas que permitem alimentar a carga que se pretende ligar.

Tendo em conta o sistema de controlo já implementado, um dos modos mais simples de definir a operação em regime permanente é a avaliação da variação do valor de ΔP ao longo do tempo. Considera-se, então, que o sistema se encontra a operar em regime permanente se o valor de ΔP for suficientemente próximo de zero durante um certo número de iterações do processo de controlo. Este facto é um indicador do não afastamento da frequência em relação ao seu valor nominal.

Estando reunidas as condições para proceder à religação das cargas que haviam sido deslastradas, o CAMC ou os MGCC podem começar a ligar cargas passo a passo. O critério para escolher a ordem a seguir pode tomar duas formas:

- Ligar inicialmente as cargas consideradas prioritárias (as mais dispendiosas de deslastrar, por exemplo);
- Começar por ligar as cargas de maiores dimensões, pois a reserva é maior no início do processo de religação de cargas, podendo tirar-se daí benefícios para a estabilidade do sistema.

A escolha entre qual dos critérios seguir dependerá da natureza das cargas prioritárias e da análise económica que possa ser feita: pode, eventualmente, ser vantajoso manter algumas cargas grandes temporariamente desligadas para alimentar outras mais pequenas mas prioritárias.

Durante todo o procedimento é necessário ter em atenção que é imprescindível assegurar a existência de reserva disponível na multi-micro-rede, isto para que a estabilidade do sistema não seja desnecessariamente comprometida.

4.3.3 Implementação da Plataforma de Simulação

Como foi já referido, optou-se por utilizar o *Eurostag* 4.2 como principal ferramenta de simulação. O *Eurostag* apresenta grandes potencialidades para esta aplicação, de entre as quais se destacam as seguintes [87, 136]:

- Permite a boa representação de fenómenos rápidos e lentos, cobrindo estudos de estabilidade transitória e também de médio e longo prazo;
- Utiliza uma técnica especial de integração, de passo variável, que possibilita que a simulação seja ao mesmo tempo precisa, robusta e rápida, mesmo para largos desvios em relação às condições normais de operação;
- Apesar de já incluir uma extensa biblioteca de modelos, permite a representação e implementação de outros tipos de controladores, processos ou máquinas;
- Permite o estudo de uma gama alargada de eventos, incluindo o controlo centralizado de frequência e processos de recuperação da rede (*black start*).

A combinação da técnica de simulação com a modelização implementada no *Eurostag* para o sistema eléctrico possibilita também velocidade de simulação extremamente rápidas quando comparadas, por exemplo, com plataformas que utilizam o *Simulink* (*MATLAB*) [5]. Caso as velocidades de simulação desejadas não tivessem sido obtidas com os modelos utilizados e descritos na Secção 4.2, poder-se-ia ter recorrido a equivalentes dinâmicos como os desenvolvidos em [137], os quais permitem reduzir a complexidade dos modelos das micro-redes e, por conseguinte, diminuir os tempos de simulação.

Apesar de todas as suas vantagens, o *Eurostag* apresenta algumas limitações relativas à implementação de algoritmos de controlo. Com efeito, os componentes disponibilizados para criação de novos modelos são muito limitados no diz respeito, por exemplo, à tomada de decisões lógicas. Também as ferramentas para cálculo matricial são inexistentes, impossibilitando a implementação prática dos algoritmos de optimização necessários.

Estas limitações tiveram de ser contornadas de modo a permitir a implementação e simulação do sistema de controlo hierárquico que este trabalho se dispõe a estudar. Para este efeito optou-se pela utilização do *MATLAB*, devido às reconhecidas capacidades que apresenta no domínio da engenharia. Deste modo, consegue-se implementar todo o algoritmo de controlo e ainda os algoritmos de optimização que se pretenda implementar, podendo usufruir-se de toda a flexibilidade que o *MATLAB* disponibiliza.

No entanto, colocou-se uma questão:

Como coordenar os esforços computacionais do *Eurostag* e do *MATLAB* de modo a conseguir uma simulação correcta, com todos os elementos necessários ao controlo hierárquico completamente implementados?

Para conseguir atingir este objectivo, foi necessário encontrar um modo de transferir informação entre os programas. A única maneira de obter este intercâmbio de informação consiste em recorrer a ficheiros de texto pois, com apenas algumas excepções relacionadas com a apresentação gráfica, todos os

ficheiros que descrevem a rede, os modelos, os eventos e os parâmetros de simulação no *Eurostag* são ficheiros de texto, descritos no seu manual [87] e passíveis de serem interpretados e escritos directamente por humanos.

Com a interligação entre os dois diferentes sistemas, decidiu-se que o *Eurostag* funcionaria apenas como “motor” de simulação numérica do sistema eléctrico, sendo do *MATLAB* a responsabilidade da supervisionar e simular o sistema de controlo hierárquico (Figura 4.26).

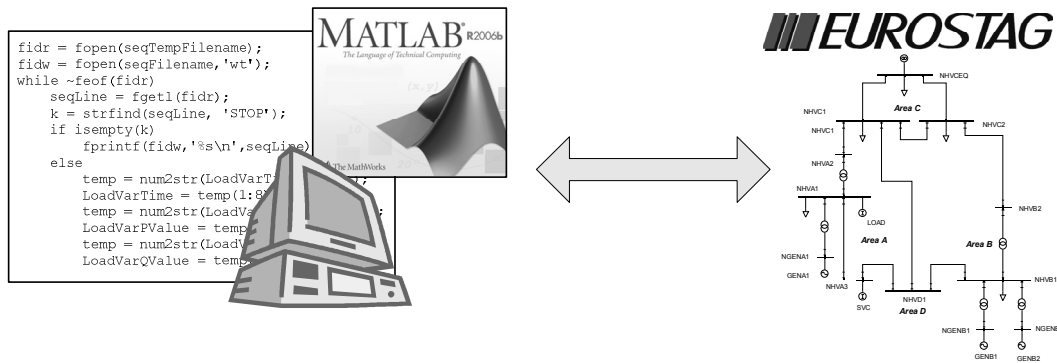


Figura 4.26 – Interação entre o *Eurostag* e o *MATLAB* na plataforma desenvolvida

Assim sendo, o diagrama exposto anteriormente na Figura 4.23 surge agora com uma nova apresentação na Figura 4.27, realçando-se as diferentes tarefas a executar pelo *Eurostag* e pelo *MATLAB*.

Assim, pode observar-se que o *Eurostag*, em relação aos cálculos a efectuar, ficou responsável pela determinação de Δf e do seu integral, visto este ser um valor que convém calcular de um modo aproximadamente contínuo e não recorrendo a diferenças entre valores obtidos em instantes no tempo separados por um período de duração arbitrária. O *Eurostag* tomou também a seu cargo a simulação dinâmica do sistema por períodos de tempo idênticos ao “tempo de amostragem” referido na Secção 4.3.1, tendo para tal que começar por ler todos os ficheiros de dados necessários a tal tarefa. No final de cada porção da simulação, os valores pertinentes são escritos em ficheiros de dados para posterior leitura e processamento pelo *MATLAB*.

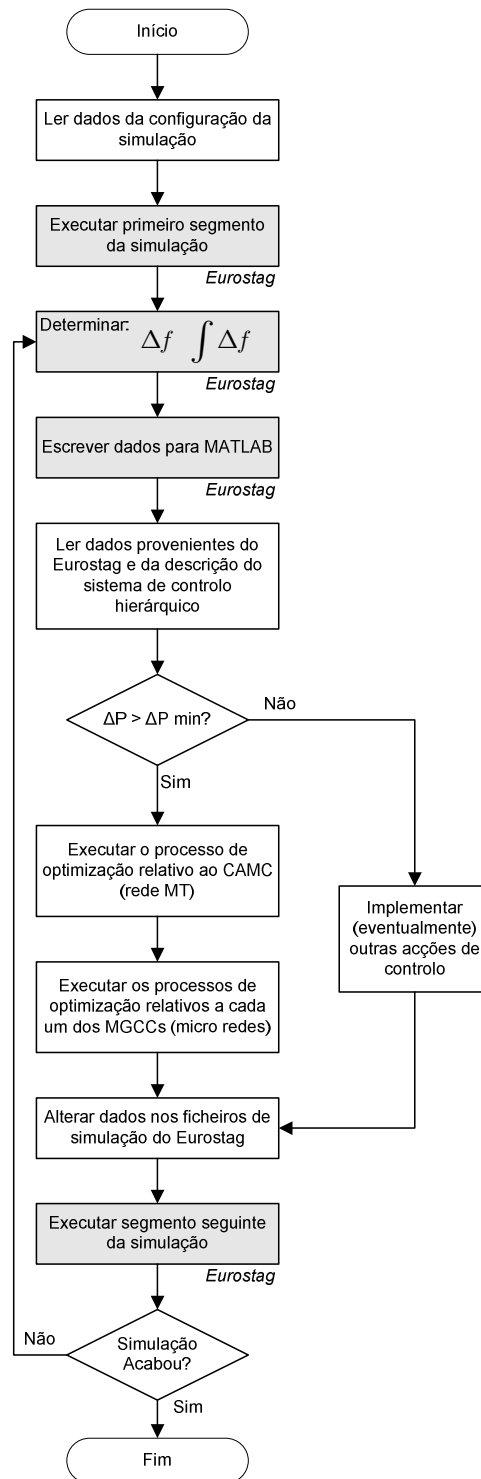


Figura 4.27 – Fluxograma das acções do controlo hierárquico

O *MATLAB*, como supervisor e simulador dos elementos activos do controlo hierárquico (CAMC e MGCCs), é responsável por:

- Dividir o tempo de simulação em segmentos de duração adequada (“tempos de amostragem”);
- Ler os dados sobre a estrutura hierárquica da rede (dados esses desconhecidos do *Eurostag*);

- Ler os dados provenientes do *Eurostag*;
- Executar o processo de optimização relativo ao CAMC (rede MT), utilizando os dados obtidos anteriormente;
- Executar os processos de optimização relativos a cada um dos MGCC (micro-redes), utilizando os dados obtidos nos três passos anteriores;
- Implementar outras acções de controlo (voltar a ligar cargas que tenham sido deslastradas, por exemplo);
- Alterar os parâmetros da simulação (pontos de funcionamento de dispositivos do sistema), modificando os ficheiros de dados do *Eurostag*;
- Ordenar ao *Eurostag* a execução de um segmento da simulação.

Estas operações são realizadas em ciclo, como se pode observar na Figura 4.27. Estes ciclos têm como duração o tempo de simulação efectivamente realizado em cada execução do *Eurostag*. A sua quantidade tem de ser a suficiente para cobrir todo o tempo que se pretende simular. O caso mais simples é aquele em que os segmentos têm todos a mesma duração. Logo, caso se pretenda simular o conjunto da multi-micro-rede com o sistema de controlo hierárquico por um tempo $T_{simulação}$ e se os segmentos da simulação dinâmica que serão executados no *Eurostag* têm a duração $T_{amostragem}$ (este período é o “tempo de amostragem” já referido na Secção 4.3.1), o *Eurostag* terá de simular um número de segmentos $N_{segmentos}$ igual ao número inteiro imediatamente superior ao quociente entre $T_{simulação}$ e $T_{amostragem}$ (4.53).

$$N_{segmentos} = \left\lceil \frac{T_{simulação}}{T_{amostragem}} \right\rceil \quad (4.53)$$

Destes segmentos, o primeiro é encarado de um modo ligeiramente diferente. Com efeito, o primeiro segmento corresponde à inicialização da simulação, que se supõe partir sempre de uma situação de regime permanente, com o sistema estabilizado. Caso não ocorram perturbações importantes (de frequência), o sistema de controlo hierárquico não terá oportunidade nem necessidade de actuar. Só no final deste primeiro segmento é já possível determinar novos valores relevantes para Δf e para o seu integral, visto que são inicialmente nulos devido ao arranque em regime permanente.

Após a simulação de qualquer um dos segmentos, a execução do *Eurostag* é interrompida e o estado actual da simulação é gravado de modo a se poder recomeçar do ponto de paragem. Este interregno permite a alteração dos ficheiros de dados do *Eurostag*, podendo incluir-se comandos que alterarão, por exemplo, os níveis de produção ou de carga quando a simulação for reiniciada. A paragem da simulação permite ainda que o *Eurostag* exporte os dados relevantes da rede para ficheiros de texto que, sendo analisados pelo *MATLAB*, possibilitam a determinação das alterações de ponto de funcionamento que se pretende impor aos dispositivos presentes na rede e que respondem ao sistema de controlo hierárquico.

A simulação dos segmentos seguintes, do segundo ao último, parte sempre do resultado obtido no final da simulação do segmento imediatamente anterior, mas agora já com as alterações eventualmente efectuadas pelo *MATLAB* e que pretendem replicar o efeito da actuação do sistema de controlo hierárquico.

Durante a simulação dos diversos segmentos separados, guardam-se todas as alterações que o *MATLAB* efectua nos ficheiros de simulação utilizados pelo *Eurostag*. Isto permite que, no final da simulação de todos os segmentos em separado, seja efectuada uma simulação única correspondente ao tempo total em estudo.

O facto de a simulação ser realizada por segmentos conduz a limitações na sua realização, dado que todas as acções do sistema de controlo hierárquico têm de se encontrar localizadas temporalmente nas fronteiras entre os segmentos. Estas limitações têm um impacto real que pode ser considerado reduzido, dado que:

- Qualquer sistema de comunicações implementado na prática terá limitações de velocidade que limitarão a frequência com que será possível enviar dados pela rede;
- A grande maioria dos sistemas de produção de energia eléctrica e cargas têm também limitações na frequência com que podem alterar o seu estado de funcionamento.

Por outro lado, do ponto de vista da implementação computacional, esta limitação pode ser contornada visto que o tempo de amostragem ($T_{amostragem}$) pode ter o seu valor reduzido quase arbitrariamente, sendo a única penalização o aumento do tempo de simulação devido ao facto de se aumentar o número de vezes que o *Eurostag* é inicializado¹.

Os atrasos do sistema de controlo real podem, caso se considere que existem, ser também incluídos na simulação. O *MATLAB*, ao alterar os dados antes do arranque da simulação de um novo segmento, associa cada evento (mudança de produção, corte de carga, etc.) a um determinado instante no tempo. Caso os atrasos não sejam considerados, o tempo associado a cada evento será o correspondente ao instante inicial do segmento que se vai simular de seguida. No caso de os atrasos (de comunicação, processamento, resposta, etc.) serem não nulos, estes irão ser somados ao tempo correspondente a este instante inicial, atrasando efectivamente o ponto no tempo em que os eventos afectados ocorrem.

¹ A perda de tempo na inicialização de qualquer dos módulos do pacote *Eurostag* é fundamentalmente devida ao tempo requerido para validação das licenças através da rede informática. Pode chegar-se ao limite de o tempo total de simulação ser tomado em mais de 50% pelo processo de validação das licenças!

4.3.4 Estruturação dos Dados Necessários

Para implementar a plataforma de simulação completa, é necessário ter informações sobre a rede, topologia, parâmetros, modelos e perturbações a simular. No entanto, esta informação não é essencial para a simulação do funcionamento do sistema de controlo hierárquico, que apenas necessita de um conjunto de dados mais restrito que lhe permita identificar os elementos a controlar em cada um dos níveis hierárquicos e especificar a estratégia de controlo a usar.

A informação necessária à simulação completa pode, assim, dividir-se em três grupos:

1. Aquela que é necessária para a simulação do sistema eléctrico;
2. Aquela que será necessária para alimentar o sistema de controlo hierárquico;
3. Aquela que é necessária apenas para a simulação do sistema de controlo hierárquico.

Os dados que se referem ao primeiro grupo são identificados e apresentados no Anexo A e no Anexo C, assim como nas Secções 4.2 e 5.2. Por esta razão, e por serem parâmetros comuns a qualquer tipo de simulação dinâmica de sistemas de energia, não sendo específicos do sistema de controlo hierárquico aqui proposto, não são aqui abordados. No entanto, os dados referentes aos grupos 2 e 3 são aqui discutidos em conjunto, procurando-se fazer a distinção entre eles.

4.3.4.1 Informação Estática Necessária ao CAMC

O sistema de controlo hierárquico apresenta elementos agregadores, na implementação aqui sugerida, em dois níveis hierárquicos de controlo: o CAMC e os MGCC. Cada um destes elementos tem de estar em posse da informação necessária ao conhecimento dos dispositivos sob seu controlo. Assim, o CAMC tem, em regra, de ter informação sobre dispositivos ao nível da média tensão:

- Produção distribuída existente;
- Cargas controláveis disponíveis para o controlo centralizado;
- MGCCs (micro-redes).

Sobre cada um destes dispositivos a controlar, o CAMC tem de ter acesso a um conjunto de parâmetros, nomeadamente:

- Limites mínimos e máximos de produção (p.u.) $\rightarrow P_{min}$ e P_{max} ;
- Potência nominal (MW) $\rightarrow P_{nom}$;
- Custo incremental (valor relativo) $\rightarrow C_{rel}$;
- Variação mínima admitida, nos dois sentidos (p.u.) $\rightarrow \Delta P_{up}$ e ΔP_{down} ;
- Intervalo de tempo mínimo entre comandos (s) $\rightarrow T_{min}$;
- Indicador de velocidade de resposta (valor relativo) $\rightarrow V_{rel}$;
- Tipo de dispositivo (MGCC ou micro-rede, produção distribuída ou carga) $\rightarrow D_{tipo}$;
- A existência de disponibilidade, no momento, para receber comandos (0 ou 1) $\rightarrow A_{control}$.

A informação necessária ao controlo hierárquico por parte do CAMC encontra-se exemplificada na Tabela 4.11, onde são utilizadas as mesmas unidades já identificadas nos pontos anteriores.

Tabela 4.11 – Informação necessária ao CAMC

ID	Limite Mínimo (p.u.) P_{min}	Limite Máximo (p.u.) P_{max}	Potência Nominal (MW) P_{nom}	Custo C_{rel}	Tipo D_{tipo}
MGCC01	0	1	–	15	MGCC
MGCC02	0	1	–	15	MGCC
HYDRO	0	1	1.5	10	DG
CHP	0	1	2	20	DG
NMVCHPA	0	–	1	12	Carga

ID	Ajuste $A_{control}$	Variação Mínima ↑ (p.u.) ΔP_{up}	Variação Mínima ↓ (p.u.) ΔP_{down}	Intervalo Mínimo (s) T_{min}	Velocidade V_{rel}
MGCC01	1	0.01	0.01	2	–
MGCC02	1	0.01	0.01	2	–
HYDRO	1	0.01	0.01	10	1
CHP	1	0.01	0.01	10	1
NMVCHPA	1	0.01	0.01	20	1

O valor do limite máximo para as cargas é periodicamente actualizado pelo CAMC usando o valor da carga numa situação em que não exista deslastre. Este procedimento tem de ser seguido porque o valor máximo da carga que se pode ligar depende totalmente dos consumidores. Em relação às unidades CHP ocorre algo de semelhante: a sua produção (máxima ou mínima) vai depender das necessidades do processo produtivo onde se encontram integradas. Por esta razão é também necessário proceder a uma actualização periódica destes valores para cada unidade CHP.

A potência nominal dos MGCC (das micro-redes) é, à partida, desconhecida. O CAMC não precisa de conhecer a estrutura e as alterações que entretanto possam ter ocorrido dentro das MG que controla e, por esta razão, assumiu-se que este valor seria comunicado pelos diversos MGCC ao CAMC. Os indicadores de velocidade de resposta para os MGCC estão sujeitos à mesma condicionante. Como estão dependentes da constituição interna, num dado momento, de cada micro-rede, o seu valor é calculado por cada um dos MGCC e posteriormente transmitido ao CAMC.

Do ponto de vista da implementação da plataforma de simulação, os dados da tabela anterior serão também necessários, mas é preciso disponibilizar mais alguns, apresentados com alguns exemplos na Tabela 4.12.

Um destes dados representa um atraso de resposta (T_{atraso}). Este inclui o tempo que o CAMC dispensa no processamento dos dados recebidos, o tempo perdido na transmissão de dados para o dispositivo a controlar e ainda o tempo que medeia entre a recepção do comando pelo dispositivo e o início da sua resposta.

Os restantes dados são usados para realizar correctamente a ligação com o *MATLAB*, sendo utilizados por este para interpretar e actualizar correctamente os ficheiros escritos e utilizados pelo *Eurostag*. Neste grupo inclui-se um factor de conversão (de unidades e/ou de sinais), representado por F_{conv} , e ainda a localização, nos modelos, das variáveis a alterar para modificar o ponto de operação dos dispositivos a controlar. As cargas (nestas tabelas surge apenas uma) não necessitam de informação sobre a localização pois no *Eurostag* o seu nome tem necessariamente de ser igual ao nome do barramento onde ela se encontra ligada.

Tabela 4.12 – Informação adicional necessária para a simulação do CAMC

ID	Atraso (s) T_{atraso}	Factor F_{conv}	Localização 1	Localização 2
MGCC01	0.5	1	DIESEL	AGCHELP
MGCC02	0.5	1	DIESEL	AGCHELP
HYDRO	0.5	100	HYDROASM	PREQ
CHP	0.5	100	GOVER1	PREQ
NMVCHPA	0.5	100	–	–

Da descrição feita até ao momento, interessa salientar que o CAMC desconhece em absoluto a constituição interna das micro-redes que irá controlar. De facto, os MGCC são considerados como produtores ou consumidores de energia eléctrica ao mesmo nível dos restantes dispositivos.

4.3.4.2 Informação Estática Necessária aos MGCC

Como é claro, toda a informação que o CAMC ignora sobre a constituição interna das micro-redes não pode deixar de se reflectir no comportamento do sistema de controlo. Serão os MGCC os responsáveis pelo processamento desta informação, de um modo semelhante àquele já adoptado para o CAMC, mas agora ao nível das micro-redes e não da multi-micro-rede. Um exemplo da informação necessária para os MGCC poderem cumprir a sua tarefa encontra-se na Tabela 4.13. É de salientar que a informação necessária é idêntica àquela já apresentada para o CAMC. Esta observação permite realçar o carácter hierárquico (de delegação de tarefas) e generalista do sistema de controlo implementado.

Tabela 4.13 – Informação necessária aos MGCC

ID	Limite Mínimo (p.u.) P_{min}	Limite Máximo (p.u.) P_{max}	Potência Nominal (kW) P_{nom}	Custo C_{rel}	Tipo D_{tipo}
PV1	0	1	10	10	DG
MT1	0	1	100	10	DG
VSI1	0	1	150	12	DG
FC1	0	1	40	11	DG
DF1	0	1	100	10	DG
NLV3	0	–	150	13	Carga

ID	Ajuste $A_{control}$	Variação Mínima ↑ (p.u.) ΔP_{up}	Variação Mínima ↓ (p.u.) ΔP_{down}	Intervalo Mínimo (s) T_{min}	Velocidade V_{rel}
PV1	0	0.01	0.01	2	1
MT1	1	0.01	0.01	2	1
VSI1	0	0.01	0.01	2	1
FC1	1	0.01	0.01	2	1
DF1	0	0.01	0.01	2	1
NLV3	1	0.01	0.01	20	1

Os comentários já feitos referentes à Tabela 4.11 permanecem válidos aqui. Pode-se apenas acrescentar, a título de exemplo, que nem todas as micro-fontes se encontram disponíveis para participar na regulação de frequência por intermédio do controlo hierárquico, como pode ser constatado observando a coluna “Ajuste”, que contém alguns elementos nulos. Estes referem-se ao painel fotovoltaico e ao gerador eólico, assim como a um dispositivo de armazenamento (VSI). Os dois primeiros, por dependerem de recursos primários variáveis, não se adequam a esta tarefa. O último encontra-se a utilizar a sua capacidade de armazenamento de energia para contribuir autonomamente para a regulação de frequência, sem intervenção do MGCC.

Tal como para o caso do CAMC, serão necessários dados adicionais para conseguir implementar esta porção do simulador do sistema de controlo hierárquico. Na Tabela 4.14 encontram-se identificados esses dados que, tal como na tabela anterior, se referem a um dos MGCC. É necessário coligir toda esta informação para todos os MGCC.

Tabela 4.14 – Informação adicional necessária para a simulação dos MGCC

ID	Atraso (s) T_{atraso}	Factor F_{conv}	Localização 1	Localização 2
PV1	0.3	-1	INTERPV	PREQ
MT1	0.3	-1	INTERMT	PREQ
VSI1	0.3	-1	INTERVSI	PREQ
FC1	0.3	-1	INTERFC	PREQ
DF1	0.3	-1	INTERDF	PREQ
NLV3	0.5	100	–	–

Nesta tabela, semelhante à Tabela 4.12, existe a particularidade de surgirem factores de conversão negativos. Isto ocorre porque o *Eurostag* considera os injectores dinâmicos de potência, usados em todos os cinco modelos desta tabela, como cargas variáveis [87]. Isto requer a definição em cada um dos modelos de valores para as variáveis P_{LOAD} e Q_{LOAD} que, pelo facto de os modelos representarem fontes de energia, terão de assumir valores negativos.

$$\begin{cases} P_{LOAD} = -P_G \\ Q_{LOAD} = -Q_G \end{cases} \quad (4.54)$$

Na fase de tratamento de dados, o *MATLAB* vai deparar-se com valores negativos para as potências nos ficheiros exportados pelo *Eurostag*. O factor de conversão negativo é utilizado para corrigir este sinal, possibilitando a aplicação dos dados recolhidos no algoritmo.

4.3.4.3 Informação Dinâmica

Durante o decorrer da simulação (ou da operação real) do sistema de controlo hierárquico, é essencial manter actualizada diversa informação sobre os dispositivos a controlar. Para isto poder ocorrer, é necessário tomar também partido das funcionalidades de comunicação bidireccional existentes. Assim, para todos os dispositivos na rede sob o seu controlo, o CAMC e os MGCC têm de receber dados sobre:

- Potências activa e reactiva produzidas $\rightarrow P_g$ e Q_g (W/var);
- Potências activa e reactiva consumidas (pelas cargas) $\rightarrow P_c$ e Q_c (W/var);
- Disponibilidade de potência (para fontes com recurso primário muito variável, como por exemplo os geradores eólicos) $\rightarrow P_{disp}$ (W).

O sistema de controlo hierárquico pode ainda determinar e manter actualizados os custos efectivos para utilização, no processo de optimização, em alternativa aos custos fixos definidos anteriormente nesta Secção 4.3.4. Os custos efectivos têm em consideração a velocidade de resposta dos dispositivos, a magnitude da perturbação que a rede está a sofrer e os custos reais (que, por exemplo, podem ser apenas

uma ordem de mérito). A sua utilização, quando calculados deste modo, permite que, no caso de perturbações graves da rede (por exemplo, grandes desvios de frequência ou grandes derivadas da frequência) se possa, opcional e temporariamente, ignorar os custos e conseguir utilizar fontes ou outros dispositivos com respostas mais rápidas, mesmo que a prioridade para o seu uso seja reduzida, de modo a melhor conter a variação de frequência.

4.3.4.4 Informação Estática Global

Para o funcionamento do sistema de controlo hierárquico é ainda necessário um grupo de parâmetros que vai afectar o sistema de um modo mais global. Alguns destes parâmetros foram já identificados na expressão (4.38) da Secção 4.3.1 e são o ganho proporcional K_P , o ganho integral K_I e a constante da rede K_C , proporcional à potência controlável existente na rede sob controlo, e que vai funcionar como um factor de escala permitindo que os ganhos possam assumir alguma independência face à dimensão da rede.

Outro dos parâmetros globais é o valor do limiar a partir do qual o controlo hierárquico desencadeará as acções necessárias à correcção de frequência. Como sugerido na Secção 4.3.1 e já representado na Figura 4.23, o valor em causa é uma potência (ΔP_{min}) com a qual será comparado ΔP . O controlo hierárquico só irá actuar se a potência que se estima ser necessária ultrapassar este limiar. Para evitar que este limiar ΔP_{min} seja demasiado dependente da dimensão da rede, a comparação é feita com o valor de ΔP dividido pela constante da rede K_C . Como estas alterações de potência podem ter dois sentidos, a comparação é feita com o módulo. A condição para a actuação do controlo hierárquico encontra-se nas expressões (4.55), que incluem de novo a equação (4.38), para referência.

$$\Delta P = K_C \times \left(K_P \times \Delta f + K_I \times \int \Delta f \right) \quad (4.55)$$
$$\left| \frac{\Delta P}{K_C} \right| > \Delta P_{min}$$

Tal como anteriormente, nesta expressão, as variações de potência são normalmente calculadas em watts (W) a partir de um Δf em p.u..

De modo a conseguir-se determinar a gravidade dos desvios de frequência e, assim, decidir pela utilização de fontes (ou outras estratégias, como o deslastre) mais rápidos, se bem que menos prioritários, optou-se por utilizar a combinação do valor de frequência com o da sua derivada, procurando conseguir detectar grandes excursões de frequência nos seus momentos iniciais. Assim, é necessário definir os limiares para estes valores (4.56), os quais é preciso atingir em simultâneo para activação desta estratégia alternativa. Note-se que f_{der} assumirá, normalmente, valores negativos.

$$\begin{aligned} f &< f_{min} \\ \frac{df}{dt} &< f_{der} \end{aligned} \tag{4.56}$$

4.4 Conclusões

Neste capítulo foi descrito todo o processo de controlo, mas agora de um ponto de vista mais detalhado quando comparado com a abordagem utilizada no capítulo 3. Abordaram-se pormenores relativos ao modo como os pedidos para alteração de produção ou de cargas são definidos e repartidos pelos destinatários, tendo sido referido o facto de o deslastre centralizado ser integrado no sistema de controlo centralizado de um modo o mais transparente possível, considerando as cargas como “produção negativa”.

Adicionalmente, foi dado um enfoque especial à implementação prática em *Eurostag* em *MATLAB* sem, no entanto, serem abordados aspectos demasiados técnicos relativos à programação. A interligação entre estes dois componentes da plataforma de simulação é essencial para a correcta implementação do algoritmo desenvolvido.

Os modelos dinâmicos dos geradores e dos dispositivos de armazenamento foram também aqui descritos. Dois destes modelos, por se afastarem um pouco mais dos apresentados nas referências bibliográficas consultadas, são apresentados em mais detalhe: o modelo do DFIM e o do VSI associado a um dispositivo de armazenamento genérico. As alterações efectuadas em relação à implementação presente na literatura consultada foram suscitadas em parte para contornar limitações do *Eurostag* e, por outro lado, para incorporar funções que não existiam na totalidade em alguns dos modelos encontrados.

Capítulo 5 – Aplicação do Controlo Hierárquico

5.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados exemplos de aplicação do sistema de controlo hierárquico introduzido nos dois capítulos anteriores. Estes exemplos permitirão avaliar a facilidade de aplicação deste sistema, assim como estimar as potencialidades que a sua utilização apresenta.

Começa-se pela apresentação da rede de teste que constitui o cenário onde todos os casos de estudo foram definidos (Secção 5.2).

São, de seguida, abordadas diversas particularidades do funcionamento do sistema de controlo, sendo que os primeiros exemplos se centram em situações bastante abrangentes relacionadas com o funcionamento normal e em situações de emergência, primeiro com a MMG interligada com a rede a montante (Secção 5.3) e depois analisando o funcionamento da MMG em modo isolado (Secção 5.4). Durante a apresentação destes cenários será dada progressivamente mais atenção ao detalhe de modo a não introduzir toda a complexidade do problema de uma vez só.

O caso de estudo seguinte destina-se a demonstrar o contributo da integração do deslastre no sistema de controlo centralizado (Secção 5.5). Apesar de poder ser considerada não essencial ao bom funcionamento do sistema em situações de operação menos graves, esta é uma das funcionalidades mais particulares e pode permitir melhorar o desempenho do sistema em determinadas circunstâncias.

Por fim, surgem casos de estudo definidos com uma filosofia um pouco diferente. Os dois primeiros pretendem evidenciar a influência relevante que alguns dispositivos mais avançados podem ter no comportamento do sistema. É o caso dos elementos de armazenamento de energia equipados com conversores de electrónica de potência (Secção 5.6) e dos sistemas de produção distribuída (a produção eólica, neste caso) quando possibilitam a contribuição para a regulação de frequência (Secção 5.7). A concluir este conjunto (Secção 5.8), apresenta-se um caso de estudo destinado a realizar a comparação da resposta a perturbações graves na rede entre o controlo centralizado tal como aqui até agora preconizado e o controlo descentralizado na sua forma mais simples, usando controladores locais em cada uma das fontes com capacidade de participação na regulação de frequência.

5.2 Rede de Teste

Para os ensaios dos algoritmos desenvolvidos para o controlo coordenado de frequência foi usada a rede de teste que aqui se descreve. Durante o seu processo de desenvolvimento ou adaptação, todos os modelos que foram sendo integrados nesta rede de teste. Por esta razão, no decurso dos trabalhos a sua estrutura manteve um carácter muito dinâmico, sofrendo bastantes alterações, quer para a inclusão de

novos modelos de sistemas de conversão de energia, quer para a expandir de modo a verificar a viabilidade da aplicação dos algoritmos a redes de maiores dimensões.

5.2.1 Abordagem Inicial

A versão inicial da rede de teste (Figura 5.1) foi sugerida pela NTUA (*National Technical University of Athens*) no âmbito do projecto *MORE MICROGRIDS*. Cedo se verificou que, por incluir apenas duas redes de BT com micro-geração, era pouco adequada ao propósito de testar a integração em larga escala de micro-redes.

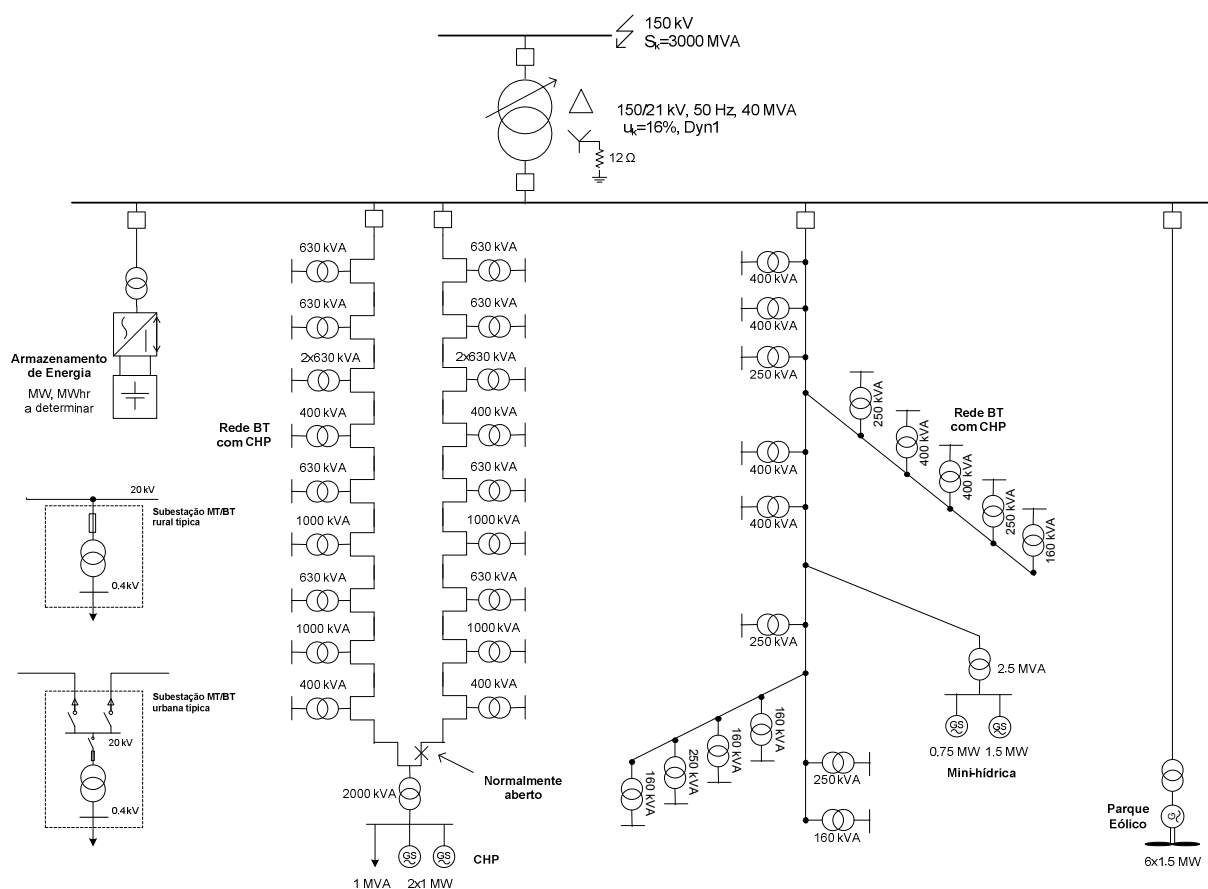


Figura 5.1 – Proposta inicial para a rede de teste

A rede que se optou por utilizar inicialmente é uma evolução desta, feita de modo a acomodar uma maior quantidade de produção originária de MG. Optou-se por manter a estrutura radial correspondente a uma zona rural e também a estrutura em anel, representativa de uma zona urbana. De modo a aumentar a influência das micro-redes no comportamento desta rede de MT e assim melhor avaliar a sua capacidade de contribuição conjunta para o controlo de frequência, decidiu-se pela redução do número de transformadores MT/BT e pela inclusão de mais MG ligadas através de transformadores à rede de MT.

Também se procedeu à redução da tensão nominal da zona de MT de 21 kV para 15 kV, pois este é um valor mais próximo do valor típico em uso na rede de MT em Portugal.

A rede resultante desta primeira evolução pode ser observada na Figura 5.2, onde a representação adoptada é a utilizada pelo *Eurostag*.

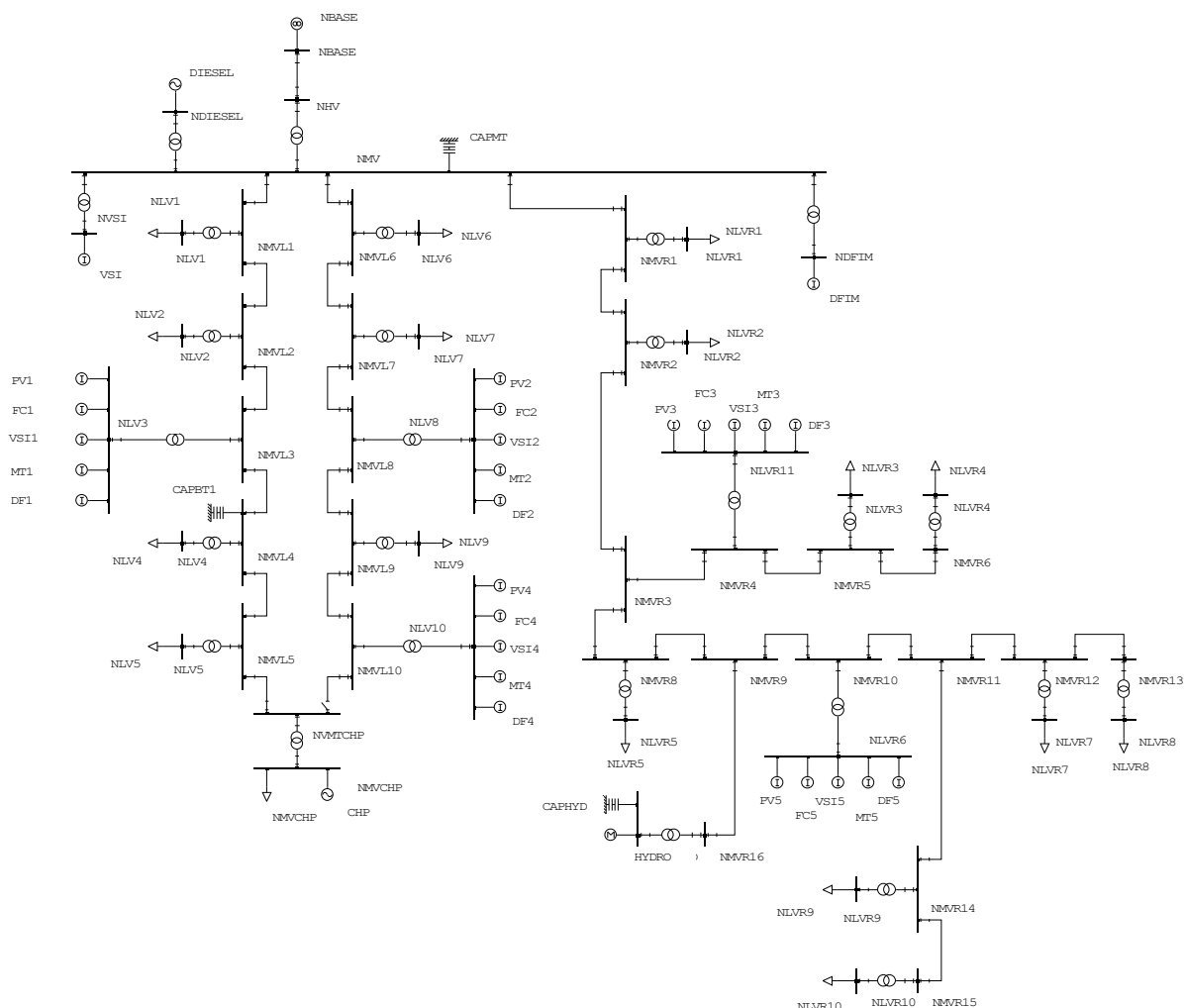


Figura 5.2 – Segunda iteração na definição da estrutura da rede de teste

Em comparação com a proposta inicial, esta apresenta ainda mais algumas alterações. Numa primeira fase, foram acrescentados alguns bancos de condensadores com o propósito de melhorar o perfil de tensões na rede. Em seguida, decidiu-se pela inclusão de um grupo Diesel equipado com um controlador PI. A necessidade deste gerador explica-se por não haver inicialmente nenhum outro modo de regular frequência quando a rede se encontra a operar em modo isolado, pois outros geradores síncronos, mesmo que presentes em certos cenários, incluem apenas sistemas de controlo do tipo proporcional o que impede o sistema de funcionar com erro de frequência nulo. Por outro lado, limitações no modo como os injectores de potência são implementados no *Eurostag* fazem com que estes sejam desligados sempre que a zona da rede onde estes se encontram não possua pelo menos uma máquina síncrona que forneça uma

referência de frequência. Como os injectores de potência são muito utilizados na modelação de componentes de produção distribuída e microgeração, a presença de uma máquina síncrona é essencial, apesar de esta poder ser configurada de modo a ter uma potência nominal tão reduzida quanto o necessário para evitar que a sua influência encubra a contribuição das micro-redes para o controlo de frequência.

5.2.2 Versão Final

Finalmente, revelou-se necessário aumentar o tamanho da rede de teste. Este passo permitiria a avaliação da aplicação do algoritmo de controlo em redes de MT de maior dimensão, com grandes níveis de penetração de produção distribuída e quantidades elevadas de micro-redes, permitindo que eventuais limitações do algoritmo pudessem ser descobertas. A estrutura final desta rede de teste aumentada pode ser vista na figura seguinte (Figura 5.3).

A rede de AT à qual esta rede de teste de MT se encontra ligada é representada por um barramento infinito, visível no topo do diagrama. As transições para rede isolada são simuladas através da abertura de uma das extremidades da linha que liga a rede de AT ao transformador AT/MT.

Existem nesta rede 13 micro-redes, conforme se pode observar no diagrama da Figura 5.3. Estas podem ser facilmente identificadas pelos seus barramentos de maior dimensão, onde se encontram ligados 5 injectores de potência com aspecto idêntico, aos quais se junta uma carga única. As MG em uso são de constituição semelhante. Não há, no entanto, quaisquer limitações para a sua configuração, a qual se descreve em detalhe junto à descrição dos cenários onde são utilizadas.

Esta rede, tal como apresentada, serve de base à maior parte do trabalho desenvolvido e os seus parâmetros encontram-se indicados na totalidade no Anexo C. Sempre que tenham havido alterações dos parâmetros ou da topologia necessárias para a concretização de alguma simulação concreta, tais alterações serão referidas no contexto adequado.

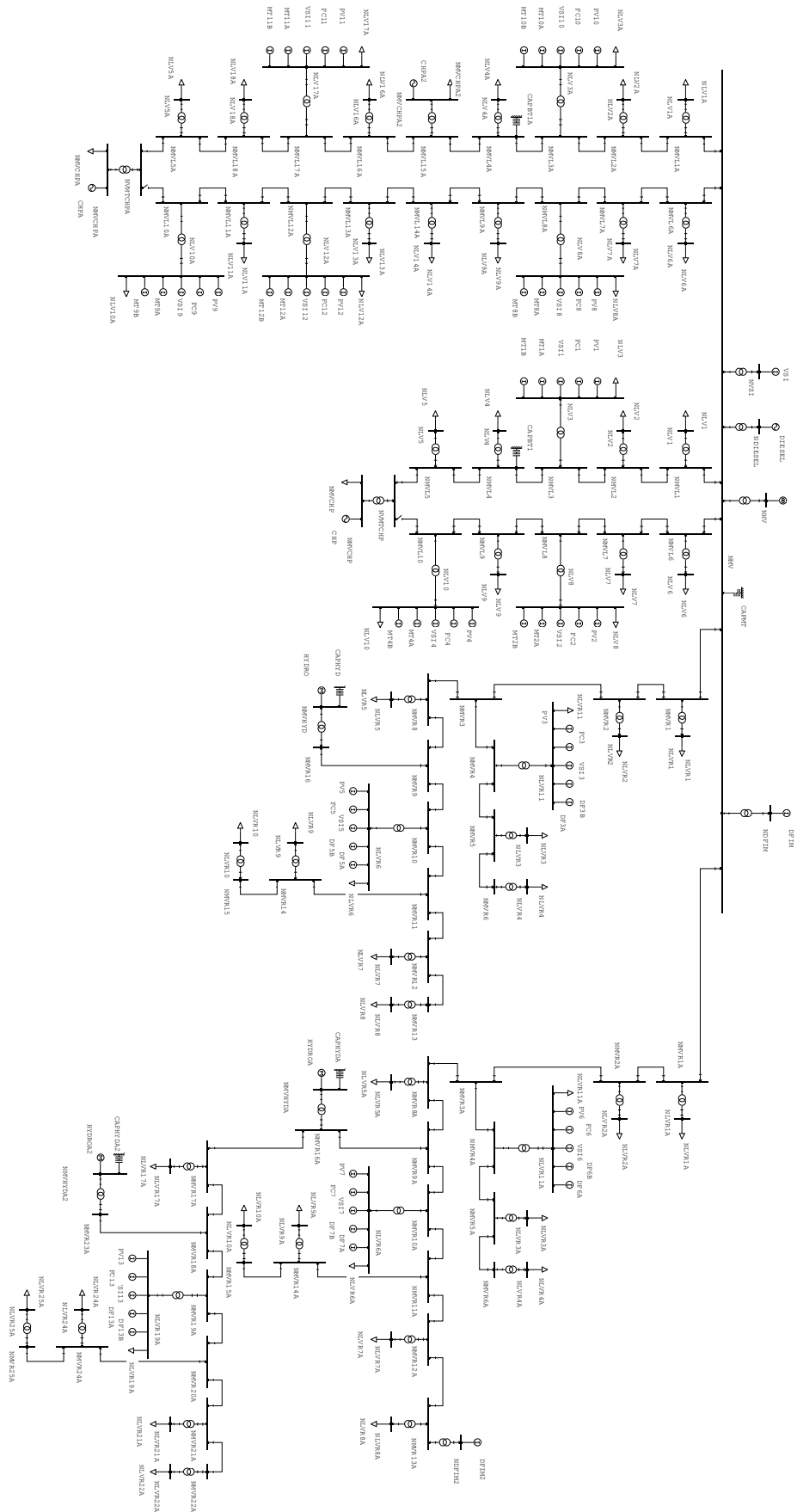


Figura 5.3 – Versão final da rede de teste

5.3 Funcionamento em Rede Interligada

Como foi já referido, o regime de funcionamento em rede interligada é o menos exigente para o funcionamento da MMG. O CAMC, nesta situação, tem apenas de responder aos pedidos que lhe forem feitos pelo DMS e não terá necessidade de actuar autonomamente no controlo de frequência. Os desvios de frequência, mesmo que existentes, poderão, em princípio, ser ignorados, e a actuação da MMG destinar-se-á apenas a manter o trânsito na interligação com a rede AT em valores adequados, de acordo com o especificado pelo DMS.

No entanto, como a carga no interior da MMG não é constante, é de esperar que o CAMC se veja obrigado a alterar a produção de modo a manter a potência que sai da MMG (ou entra na MMG) em valores aproximadamente constantes ou, pelo menos, dentro da gama especificada. Assim, mesmo que o CAMC não esteja a actuar independentemente no controlo de frequência, poderá ter de necessitar de utilizar as suas capacidades autónomas para assegurar estes valores de potência, consoante as instruções que venha a receber do DMS.

Assim, como foi já referido sucintamente na Secção 4.3, o DMS pode, por exemplo, indicar ao CAMC o valor da potência a atingir na interligação com a rede a montante e se, em caso de variação da carga na MMG, deverão ser tomadas acções para recuperar o valor dessa potência. No exemplo que aqui será apresentado será possível observar os dois casos: primeiro o CAMC responderá a um pedido do DMS e, posteriormente, actuará autonomamente de modo a corrigir o trânsito de potências que tinha sido alterado devido a uma variação de cargas que tinha ocorrido entretanto.

5.3.1 Definição do Cenário

O sistema de controlo hierárquico implementado no CAMC encontra-se, neste caso, a funcionar em ciclos de 10 segundos e considera-se que vai actuar para procurar eliminar diferenças no trânsito na interligação, face ao estipulado, não menores que 0.1 MW (Tabela 5.1). Foram escolhidos estes valores para procurar limitar a quantidade de acções de controlo numa situação que se considera não ser de emergência. Estes parâmetros foram já referidos na Secção 4.3 e a sua aplicação será descrita em maior detalhe na Secção 5.4.

Tabela 5.1 – Parâmetros do sistema de controlo

Parâmetro	Valor
ΔP_{min}	0.1 MW
$T_{amostragem}$	10 s

De modo a simular toda esta situação, partiu-se da rede de teste descrita na Secção 5.2, mantendo-se os valores das cargas conforme já indicado (apresentados em detalhe no Anexo C). A interligação com a rede AT, representada pelo barramento infinito, vai, neste caso, permanecer sempre fechada.

5.3.2 Níveis de Produção

No início da simulação, considerou-se a distribuição de potências apresentada na Tabela 5.2. Apesar de se poder apelidar de “despacho”, optou-se por não utilizar este termo pois muita da produção em causa não é efectivamente “despachável”.

Tabela 5.2 – Distribuição inicial de potências na MMG no teste em rede interligada

Fonte	Potência Activa Gerada (MW)	Potência Nominal (MVA)	Controlável
Diesel	1	1.5	–
VSI	0	1	–
DFIM	4	6	–
DFIM2	2	3	–
HYDRO	1.5	2.8	Sim
HYDROA	1.5	2.8	–
HYDROA2	0.8	1.4	Sim
CHP	1	2.2	Sim
CHPA	1	2.2	Sim
CHPA2	0.5	1.2	–
Micro-redes 1 a 5	0.1	0.25 (+0.15 VSI)	Sim
Micro-redes 6 a 13	0.1	0.25 (+0.15 VSI)	–
Total	14.6	27.35 (+1.95 VSI)	(9.85 MW)

Nota: Relativamente às micro-redes, apesar de surgir indicada uma potência gerada positiva de 100 kW, o facto de existirem cargas no seu interior (150 kW) faz com que na realidade se encontrem a consumir uma potência de 50 kW. Ainda relativamente às MG, a potência do VSI, apesar de indicada, considera-se disponível apenas em situações de emergência, em resposta a desvios de frequência acentuados.

Cada uma das micro-redes pode ter uma determinada composição interna. Para esta simulação, optou-se por considerar todas as MG como idênticas e com a distribuição apresentada na Tabela 5.3.

Todos estes dispositivos podem encontrar-se, num determinado momento, disponíveis ou não para responder aos pedidos do CAMC, como se pode ver na Tabela 5.2 e na Tabela 5.3, e os seus parâmetros da resposta (custo, por exemplo) terão de ser conhecidos de antemão. Estes parâmetros foram referidos no capítulo anterior e os seus valores encontram-se enumerados detalhadamente no Anexo D (Secção D.1). Note-se que alguns dos parâmetros aí identificados não apresentam relevância de maior quando

utilizados neste tipo de cenário (por exemplo, a velocidade de resposta das fontes), visto que, como não se pretende assegurar a estabilidade do sistema, a rapidez de resposta às perturbações não é uma prioridade.

Tabela 5.3 – Distribuição inicial de potências nas MG no teste em rede interligada

Fonte	Potência Activa Gerada (kW)	Potência Nominal (kW)	Controlável
PV	4	10	–
MT	40	100	Sim
VSI	0	150	–
FC	16	40	Sim
WG	40	100	–
Total	100	400	(140 kW)

As cargas existentes na rede e estes níveis de produção apresentados conduzem ao balanço de potências que se sumariza a seguir:

- Carga total na MMG: 19.89 MW
- Potência gerada na MMG: 14.60 MW
- Potência importada pela MMG: 5.62 MW
- Potência total consumida pela MMG: 20.22 MW
- Perdas na MMG: 0.33 MW (20.22 - 19.89 MW)

Apesar de, tecnicamente, a MMG poder exportar energia, este será um cenário bastante menos comum, pelo que não é aqui tratado. Esse regime de funcionamento será abordado na secção seguinte (5.4), quando se fizer referência à transição para funcionamento em rede isolada, devido aos novos desafios que poderá acarretar ao sistema de controlo.

Neste cenário, a potência reactiva importada pela MMG situa-se próxima dos 2 MW. Não é um valor particularmente elevado e, por não haver lugar ao funcionamento em rede isolada, não é também particularmente importante para este cenário. Na Secção 5.4.3 haverá a oportunidade de verificar a importância que a potência reactiva pode assumir.

5.3.3 Alterações de Ponto de Funcionamento Impostas

Durante a simulação aqui representada a MMG responderá a estas duas alterações:

- O DMS irá requerer que aumente a potência que se encontra a circular na interligação com a MMG para 7 MW, aumentando a potência que esta se encontra a importar (Figura 5.4);
- A carga, no interior da MMG, irá aumentar (Figura 5.5), alterando o balanço de potências e provocando a intervenção autónoma do CAMC de modo a repor o trânsito na interligação.

Estas alterações ocorrem em instantes diferentes, de modo a que os seus efeitos possam ser analisados independentemente.

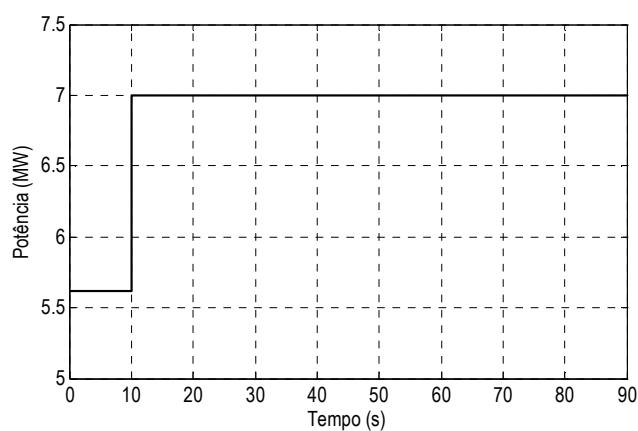


Figura 5.4 – Curva da potência que o DMS requer que circule na interligação com a MMG

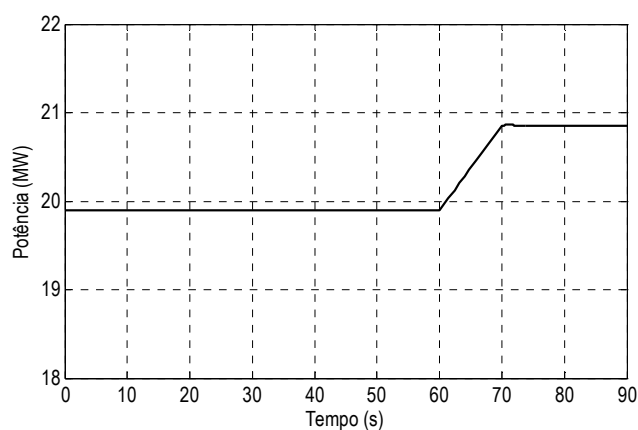


Figura 5.5 – Alteração de carga dentro da MMG

A alteração de carga ocorre simultaneamente nos barramentos NLV11A, NLV18A, NLV1A e NLV6A, correspondendo a um aumento, em relação à carga inicial, de 4% por segundo durante 10 s. Percentualmente, esta variação é igual em todos estes barramentos. No entanto, como as cargas são diferentes, os valores absolutos dos incrementos serão também proporcionalmente diferentes (Tabela 5.4).

Tabela 5.4 – Repartição dos incrementos de carga no teste em rede interligada

Barramentos	Valor Inicial (MW)	Valor Final (MW)
NLV1A e NLV6A	0.838	1.173
NLV11A e NLV18A	0.419	0.586
Total	2.51	3.52

Como resposta a estas alterações, o CAMC vai, para os dois casos, procurar alterar a produção das fontes sob o seu controlo de modo a ir de encontro ao que lhe está a ser requerido pelo DMS. De acordo com a estratégia escolhida para a gestão interna da MMG, esta alteração pode seguir um qualquer critério. Como foi já sugerido, este critério pode ser económico, sendo este o caso aqui considerado. Assim, será possível constatar que o CAMC irá atribuir, tanto quanto possível, porções maiores de produção a fontes mais baratas. Por outro lado, no caso de se pretender reduzir produção, o CAMC irá procurar reduzir o mais possível a produção das fontes mais caras.

5.3.4 Resultados

Neste tipo de cenário, como não existe uma condição de emergência, não é normalmente necessário que alguns tipos de recursos sejam requisitados para intervir. Estes recursos incluem, por exemplo, o deslastre de cargas e a utilização dos dispositivos de armazenamento de energia, de capacidade limitada e com vocação para actuar apenas em situações de emergência.

Por outro lado, como algumas fontes podem não se encontrar disponíveis, num dado momento, para alterar a sua produção de energia, optou-se por considerar que, neste exemplo, existem as seguintes limitações:

- Os geradores eólicos consideram-se estar a operar próximo do máximo disponibilizado pelo recurso primário no momento e, por motivos contratuais, não podem reduzir a sua produção excepto por razões de força maior;
- Os produtores fotovoltaicos, por razões idênticas, também não alteram o seu regime de funcionamento.

Ao receber a informação do DMS em como deverá reduzir a produção (ver Figura 5.4), cada CAMC vai determinar as alterações que irá pedir aos elementos sob seu controlo e que considera mais adequadas de um ponto de vista económico. Entre estes elementos incluem-se também as MG (os MGCC) que se encontram na MMG. Nas figuras seguintes encontram-se, para diversos destes elementos, a potência pedida e a potência de saída. Estes dois valores não coincidem devido às características específicas da resposta dinâmica dos diversos dispositivos.

Por ser considerada, neste exemplo, um dos tipos de fontes mais caras em comparação com as restantes, os grupos CHP vão ser dos primeiros a ver a sua produção decrescida de modo a aumentar a importação da rede de AT e, assim, fazer face ao pedido do DMS (Figura 5.6).

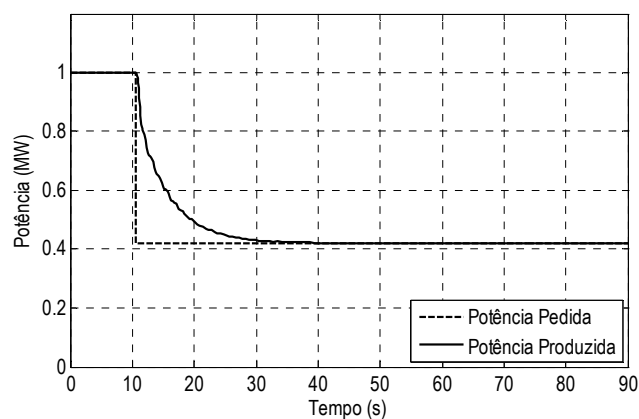


Figura 5.6 – Curvas da potência pedida e de saída da CHP do barramento NMVCHP

Os grupos hídricos, considerados menos dispendiosos, não reduzem a sua produção nesta fase e mantêm o seu regime de funcionamento até ao ponto em que se torna necessário reagir à variação de carga. Nesse ponto, por esta mesma razão, são estes os grupos que o CAMC ordena que incrementem a produção de modo a que a MMG consiga acompanhar o aumento de carga e manter o trânsito na interligação no valor pedido anteriormente pelo DMS (Figura 5.7).

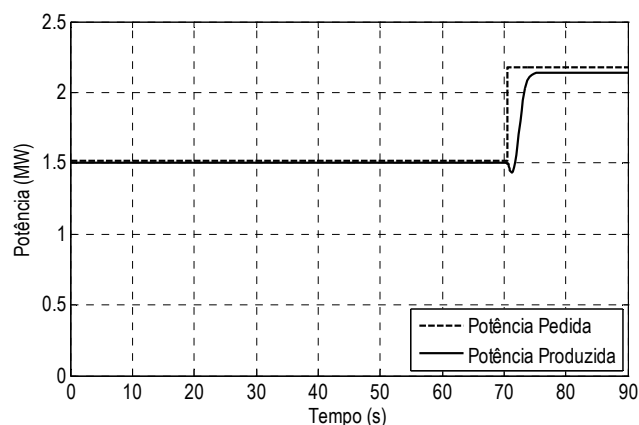


Figura 5.7 – Curvas da potência pedida e de saída da hídrica do barramento NMVHYD

Também cinco das micro-redes, as disponíveis para o controlo (ver Secção D.1), vão receber ordens para diminuir a sua produção. Como o seu custo se considerou ao nível do dos grupos CHP, esta variação vai ocorrer na mesma altura (Figura 5.8).

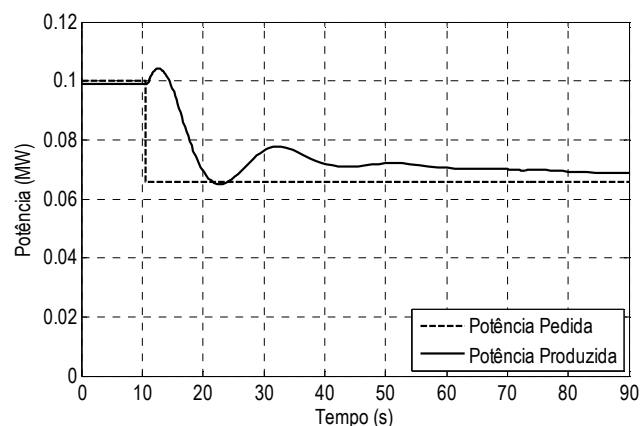


Figura 5.8 – Curvas da potência pedida e de saída da MG do barramento NLV3 (MG1)

Como o CAMC não se encontra a responder a variações de frequência (o que será observado na Secção 5.4, por exemplo) mas apenas a pedidos isolados do DMS, a resposta das fontes é muito simples pois trata-se de pouco mais que uma elementar resposta a um degrau de controlo. A correcção do valor da frequência implicaria normalmente vários ajustes, que se iriam tornando mais pequenos ao longo do tempo, de modo a recuperar o valor nominal com a precisão adequada.

A resposta das MG aos pedidos do CAMC acontece quase de imediato. Esta resposta segue um padrão semelhante ao da resposta do CAMC aos pedidos do DMS.

Dentro das MG, que se considerou serem todas semelhantes, assumiu-se que seria apenas possível, neste caso, controlar as potências das pilhas de combustível de das microturbinas. Na Figura 5.8 foram já apresentadas as curvas da potência pedida e da potência de saída de uma das micro-redes (MG1, situada no barramento NLV3). Nas figuras seguintes apresentam-se curvas semelhantes, mas agora relativas às microfontes no interior desta MG.

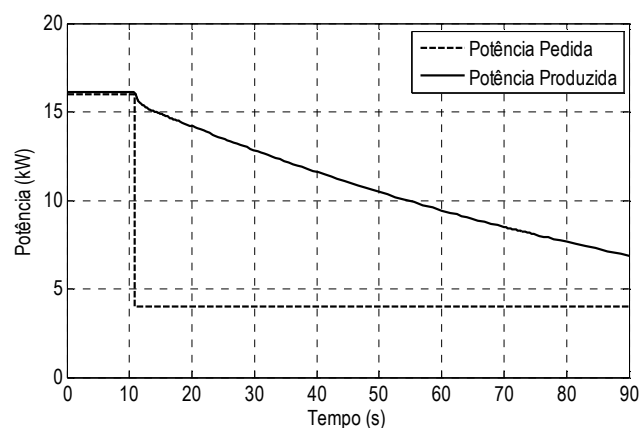


Figura 5.9 – Curvas da potência pedida e de saída da pilha de combustível da MG1

Como se pode observar na Figura 5.9, a resposta da pilha de combustível é extremamente lenta, confirmando o que já havia sido apresentado em [93].

Apesar de se terem considerado diferenças de custo entre a pilha de combustível e a microturbina (ver Secção D.1), tendo sido assumido que esta última seria mais económica, ambas as fontes são solicitadas a diminuir a produção em simultâneo (Figura 5.10). Isto acontece pois o pedido que é feito à pilha de combustível atinge o seu valor mínimo (10% da sua capacidade, 4 kW), o que obriga ao redireccionamento do resto da solicitação feita a esta micro-rede para a microturbina.

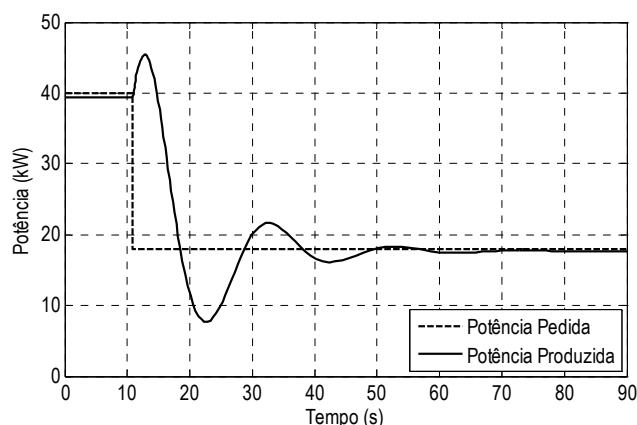


Figura 5.10 – Curvas da potência pedida e de saída da microturbina da MG1

A resposta destas microfontes inicia-se num instante de tempo correspondente ao momento em que é recebida a ordem do CAMC no MGCC. No entanto, são ainda adicionados os atrasos correspondentes aos tempos considerados necessários para processamento e comunicação e que, por serem relativamente reduzidos, são apenas visualizáveis nas figuras pela diferença de posição entre a linha vertical das potências pedidas e as linhas da grelha dos tempos (por exemplo, aos 10 s, na Figura 5.10).

Todas estas variações de potência têm como função contribuir para manter a potência na interligação no valor pretendido, previamente comunicado ao CAMC pelo DMS. Na Figura 5.11 encontra-se a variação temporal do valor desta potência para a duração total da simulação, estando bem visível, no instante $t = 10$ s, o ponto em que se inicia a resposta à alteração pedida pelo DMS (Figura 5.4). Para $t = 60$ s pode ver-se o aumento causado pela variação de carga (Figura 5.5) e, logo de seguida, a resposta do CAMC que devolve a potência de novo a um valor próximo do estipulado pelo DMS.

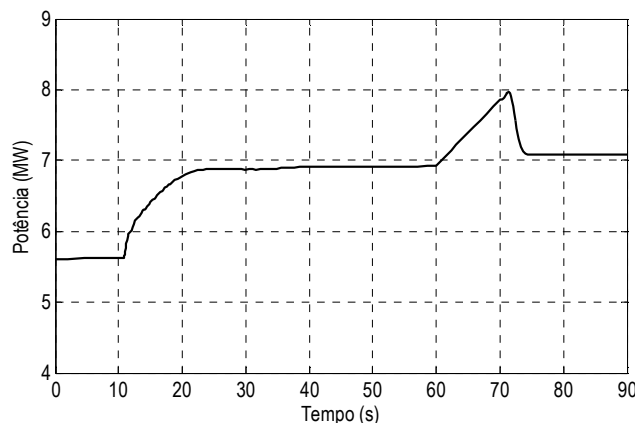


Figura 5.11 – Curva da potência na interligação com a rede a montante da MMG

A MMG não responde mais cedo à variação de carga pois, como o CAMC se encontra a funcionar em ciclos de 10 segundos, só aos 70 s consegue reagir à alteração que já vem vindo a ocorrer desde $t = 60$ s. É também possível verificar que, em nenhuma das situações contempladas, a potência não fica exactamente coincidente com os 7 MW requeridos pelo DMS mas, ainda assim, estabiliza dentro do intervalo considerado adequado (7 ± 0.1 MW).

5.3.5 Sumário

Como se pode verificar, a MMG consegue cumprir a tarefa a que se propunha, sem necessidade de o DMS conhecer a sua composição interna. Isto salienta uma das grandes vantagens do sistema de controlo hierárquico proposto, conseguindo-se controlar sistemas de distribuição com elevadas penetrações de microprodução de um modo transparente e simplificado.

Esta abordagem abre também o caminho para a instalação de micro-fontes ao estilo “*Plug & Play*”, onde cada uma, de modo a ser controlável, apenas terá de se dar a conhecer ao seu superior hierárquico (MGCC ou CAMC), o que pode ser feito manualmente, quando da instalação na rede, ou automaticamente, através da rede de comunicações que se considera sempre subjacente a este tipo de sistema.

Neste cenário existe ainda mais um conjunto de comentários que se pode fazer:

- Para cumprir com os requisitos estabelecidos pelo DMS, não houve lugar a operações de deslastre por estas não se justificarem num cenário que não carece de urgência de actuação;
- Também não foi necessário recorrer à colaboração dos elementos de armazenamento de energia, nem tal colaboração faria sentido, uma vez que as alterações comunicadas pelo DMS, além de não se caracterizarem pela necessidade imperiosa de uma alta velocidade de resposta, reflectem estratégias num horizonte temporal muito mais alargado do que aquele para o qual se

encontram vocacionados os dispositivos de armazenamento, pelo que a energia armazenada nestes se iria esgotar e a sua contribuição acabaria por ser irrelevante neste contexto.

5.4 Funcionamento em Rede Isolada

A possibilidade de funcionamento em rede isolada é uma das grandes vantagens a retirar do agrupamento de diversos elementos controláveis sob a gestão de um CAMC. As melhorias que tal capacidade pode trazer para a manutenção em serviço da MMG quando da ocorrência de defeitos na rede a montante não deverão ser negligenciáveis.

Nos exemplos que se seguem, procurar-se-á demonstrar a viabilidade do funcionamento em rede isolada, assim como a anterior transição para este regime de funcionamento, partindo de diferentes cenários de exploração da rede.

A topologia base da rede em análise continuará a ser a já utilizada. Em todos os casos, a simulação irá iniciar-se numa situação de funcionamento em regime permanente, ocorrendo a transição para rede isolada 10 segundos após o início da simulação. Nas simulações realizadas, a transição para rede isolada nunca foi precedida pela simulação de defeitos na rede a montante, apesar de se assumir que o isolamento da MMG tende a ser precedido por este tipo de problemas. Tomou-se esta liberdade, por não ser o objectivo deste trabalho estudar a resposta do sistema em transitórios de curta duração nem o comportamento detalhado dos sistemas reguladores de tensão¹.

Para efeitos de teste e avaliação da qualidade das soluções de controlo desenvolvidas foram estudados três cenários: dois de importação, mais prováveis em condições reais de exploração, e um de exportação. A sua distribuição será a seguinte:

Cenário 1: Pequena importação – destina-se a replicar a situação encontrada no caso de transições programadas para funcionamento em rede isolada;

Cenário 2: Pequena exportação – destina-se a replicar a situação, possível, mas de ocorrência menos provável, que se encontra quando a MMG está a exportar potência no momento da transição para funcionamento em rede isolada.

Cenário 3: Grande importação – para procurar replicar a situação que advém da transição intempestiva para funcionamento em rede isolada;

¹ Quando pertinente, serão abordadas algumas questões relativas à manutenção dos níveis de tensão em alguns pontos da rede, mas sempre de um modo pontual e do ponto de vista da concepção dos cenários ou da aplicação dos modelos que foram implementados para as diversas fontes de energia.

A produção disponível nestes cenários considera-se igual, mas o valor realmente produzido internamente na MMG irá ser diferente de cenário para cenário. Este facto irá afectar também o valor e os tipos de reserva disponível, com as resultantes consequências para o comportamento do sistema, principalmente no que diz respeito ao tempo de estabilização após a ocorrência de uma perturbação que afecte a frequência da rede.

Os cenários de importação, por serem aqueles que têm mais volume de carga, são também os que mais exigem do sistema electroprodutor da MMG após a passagem para rede isolada. Como estes cenários, neste regime de funcionamento, são muito similares, optou-se por simular a segunda perturbação, a variação de carga, apenas no cenário de grande importação. Assim, após a transição para rede isolada, irá esperar-se o tempo necessário para o sistema estabilizar e só depois irá simular-se a ocorrência da variação de carga.

Todos os cenários partilham a mesma topologia de rede e também os parâmetros relativos ao controlo, nomeadamente os seguintes (Secção 4.3):

- Os ganhos do sistema de controlo hierárquico (K_P e K_I);
- A constante da rede (K_C);
- O limiar de actuação (ΔP_{min});
- O tempo de amostragem ($T_{amostragem}$).

Estes parâmetros têm os valores apresentados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Parâmetros do sistema de controlo

Parâmetro	Valor
K_P	7
K_I	0.01
K_C	15 MW
ΔP_{min}	2% de K_C (0.3 MW)
$T_{amostragem}$	5 s

Os valores de K_P e K_I são determinados por tentativa e erro, à falta de um método que possa conduzir a bons resultados num tempo que se possa considerar razoável. A experiência na utilização da plataforma de simulação conduziu a que valores considerados adequados fossem atingidos após um número pequeno de tentativas, tendo-se observado que pode ser admitida uma grande latitude nestes valores, sendo os mesmos admissíveis para uma gama alargada de cenários de operação, como se poderá ir observando pelos resultados que irão sendo apresentados.

A constante da rede (K_C) depende da potência instalada controlável em cada cenário e deverá assumir o mesmo valor para todos eles, pois haverá apenas alterações de pontos de funcionamento iniciais e não de potências nominais ou de disponibilidades para controlo pelo CAMC. Pretende-se que o seu valor seja apenas uma aproximação suficiente, não havendo necessidade de uma exactidão absoluta para se

obterem resultados adequados. Optou-se por não efectuar o seu cálculo automático (uma possibilidade já abordada em 4.3.1) de modo a tornar clara a relação deste valor com a potência instalada controlável existente na MMG.

O valor mínimo de potência ao qual o sistema de controlo reage (ΔP_{min}) pode influenciar de um modo importante a resposta do sistema de controlo. Valores pequenos aumentam o número de acções de controlo, a velocidade de convergência para a frequência nominal e a precisão no valor da frequência obtido em regime permanente. Valores maiores terão, como seria de esperar, o efeito oposto. Caberá ao gestor do sistema decidir o ponto de equilíbrio que pretende atingir, de modo a não esforçar demasiado os elementos controláveis com acções de controlo que possam ser consideradas desnecessárias num determinado contexto.

O tempo de amostragem é também crítico para a operação do sistema de controlo. Como foi já explicado anteriormente (Secção 4.3), para se obter uma resposta rápida seria bom que este tempo fosse o mais reduzido possível, mas o seu valor mínimo pode ser limitado por diversos factores. Neste caso optou-se por utilizar um tempo de 5 s de modo a procurar replicar o efeito acumulado de um conjunto de situações:

- O sistema de comunicações pode não permitir comunicações com uma frequência arbitrária;
- Os elementos a controlar podem não suportar a recepção de comandos de controlo com demasiada frequência;
- O CAMC pode não conseguir, dependendo da sua capacidade computacional, responder em tempo útil caso o período (tempo de amostragem) seja muito pequeno.

Por outro lado, no que respeita à simulação, o facto de este tempo coincidir com os segmentos de simulação dinâmica executados pelo *Eurostag* sob o comando do algoritmo programado em *MATLAB*, implica que, em algumas situações, tempos de amostragem muito pequenos possam tornar a simulação demasiado lenta¹.

Os elementos controláveis disponíveis nesta rede, sejam eles produção distribuída convencional, micro-fontes, cargas controláveis, dispositivos de armazenamento, etc., têm os seus parâmetros relevantes para o sistema de controlo hierárquico enumerados detalhadamente no Anexo D. Entre estes parâmetros contam-se os custos unitários correspondentes aos diversos elementos, visto ter sido económico o critério que se optou por usar nos exemplos apresentados neste trabalho.

¹ Principalmente devido ao método usado pelo *Eurostag* para validar a sua licença de utilização, através da rede informática.

A distribuição de potências geradas para cada um dos cenários é, juntamente com as cargas, o que define o nível de importação/exportação em relação à rede a montante. Por esta razão, antes de cada um dos cenários é apresentado um quadro com o resumo da distribuição de potências, tal como foi já feito na secção anterior. Em relação às cargas, devido a serem em número elevado, são apenas identificadas as alterações em relação ao cenário base apresentado no Anexo C, caso existam.

Na rede de teste em uso existem 13 micro-redes. Destas, 5 encontram-se na zona rural da rede e as restantes 8 na zona urbana. Estas diferentes localizações levam a que a sua constituição tenda a ser também diferente. Apesar de tal não ter sido levado em conta no exemplo mais simples da secção anterior (5.2), aqui pretende-se tentar ser mais fiel a uma eventual realidade futura. Por isso, optou-se por escolher duas configurações tipo, uma rural e uma urbana, ignorando-se eventuais diferenças que pudessem existir entre micro-redes dentro da mesma zona (de modo a evitar uma diversidade com grande componente aleatória e que nada acrescenta a este estudo).

Cada um destes dois tipos de micro-redes tem uma determinada composição interna que corresponde à disponibilidade esperada dos recursos primários ou à expectativa de instalação do equipamento no ambiente de destino tendo em conta outros factores (condicionantes arquitectónicas, por exemplo). Por esta razão, as restrições consideradas foram as seguintes:

- Não existem micro-eólicas instaladas em ambiente urbano;
- Não existem microturbinas instaladas em ambiente rural.

Tendo em conta estas condicionantes, chegou-se às distribuições apresentadas nas tabelas seguintes para as MG em ambiente urbano (Tabela 5.6) e para as MG em ambiente rural (Tabela 5.7).

Tabela 5.6 – Distribuição inicial de potências nas MG urbanas

Fonte	Potência Gerada (kW)	Potência Nominal (kW)	Controlável
MTA e MTB	40	100	Sim
FC	16	40	Sim
VSI	0	150	–
PV	4	10	–
Total	100	400	(140 kW)

Tabela 5.7 – Distribuição inicial de potências nas MG rurais

Fonte	Potência Gerada (kW)	Potência Nominal (kW)	Controlável
WGA e WGB	40	100	–
FC	16	40	Sim
VSI	0	150	–
PV	4	10	–
Total	100	400	(40 kW)

5.4.1 Cenário 1 – Pequena Importação

Neste cenário, a MMG encontra-se a importar um volume de potência bastante reduzido. Esta situação pode decorrer espontaneamente ou casualmente da operação natural da MMG ou, como foi já referido, esta pequena potência na interligação pode advir de uma intervenção preparatória para o posterior isolamento da MMG da rede a montante, ou seja, existe o conhecimento prévio da transição a breve trecho para o funcionamento em rede isolada e há a preocupação de reduzir o impacto desta transição.

5.4.1.1 Níveis de Produção e Cargas

O trânsito de potências na interligação com a rede de AT a montante que se adoptou para este cenário corresponde a pouco mais de 5% da carga da rede (1.12 MW de 19.89 MW), o que equivale também a cerca de 4% da produção total instalada. De modo a conseguir esta importação, considerou-se, no início da simulação, a distribuição de potências apresentada na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 – Distribuição inicial de potências na MMG no teste em rede isolada (Cenário 1)

Fonte	Potência Activa Gerada (MW)	Potência Nominal (MVA)	Controlável
Diesel	0.9	1.5	–
VSI	0	1	–
DFIM	5.5	6	–
DFIM2	2.5	3	–
HYDRO	2	2.8	Sim
HYDROA	2	2.8	Sim
HYDROA2	0.8	1.4	Sim
CHP	1.8	2.2	Sim
CHPA	1.8	2.2	Sim
CHPA2	0.7	1.2	Sim
Micro-redes Urbanas (1, 2, 4 e 8 a 12)	0.1	0.25 (+0.15 VSI)	Sim
Micro-redes Rurais (3, 5, 6, 7 e 13)	0.1	0.25 (+0.15 VSI)	Sim
Total	19.3	27.35 (+1.95 VSI)	(15.85 MW)

Nota: Relativamente às micro-redes, apesar de surgir indicada uma potência gerada positiva de 100 kW, o facto de existirem cargas no seu interior (150 kW) faz com que na realidade se encontrem a consumir uma potência de 50 kW. Ainda relativamente às MG, a potência do VSI, apesar de indicada, considera-se disponível apenas em situações de emergência, em resposta a desvios de frequência acentuados.

Assim, antes da operação de isolamento da MMG da rede eléctrica a montante, considera-se que foram seguidos os procedimentos necessários para conseguir a distribuição de potências produzidas aqui apresentada e que conduziu ao desejado nível de importação pela MMG.

5.4.1.2 Resultados

Como se pode verificar na Figura 5.12, o isolamento da MMG ocorre aos 10 segundos de simulação. O pequeno nível de importação tem um pequeno impacto no momento do isolamento, o que pode ser constatado pelo desvio de frequência que não chega a atingir os 0.5 Hz.

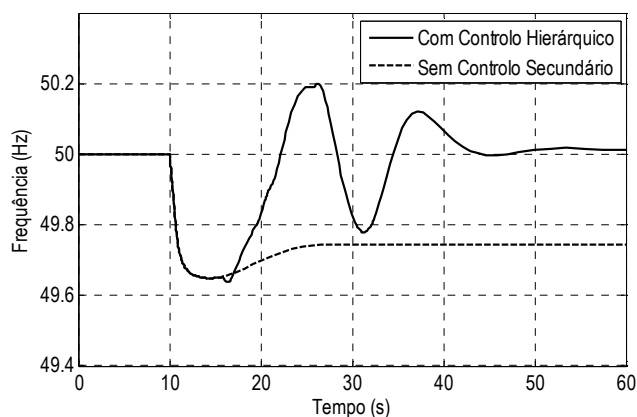


Figura 5.12 – Curvas de variação de frequência em rede isolada (Cenário 1)

O sistema de controlo implementado vai actuar, logo aos 15 segundos, de modo a iniciar a recuperação da frequência para o valor nominal. A título comparativo, e ainda na Figura 5.12, está representada a curva que seria seguida pela frequência no caso de se encontrar apenas o pequeno grupo Diesel a efectuar o controlo secundário de frequência.

A recuperação de frequência é feita, de um modo permanente e pelo sistema de controlo hierárquico, com base na actuação dos grupos hídricos. Na Figura 5.13 está a resposta de um deles, assim como a potência que lhe foi pedida pelo CAMC. Os grupos hídricos são os primeiros a actuar porque foram considerados os menos dispendiosos, sendo por isso escolhidos em primeiro lugar pelo método de optimização, baseado em critérios económicos, que se optou por utilizar para demonstrar este sistema de controlo hierárquico.

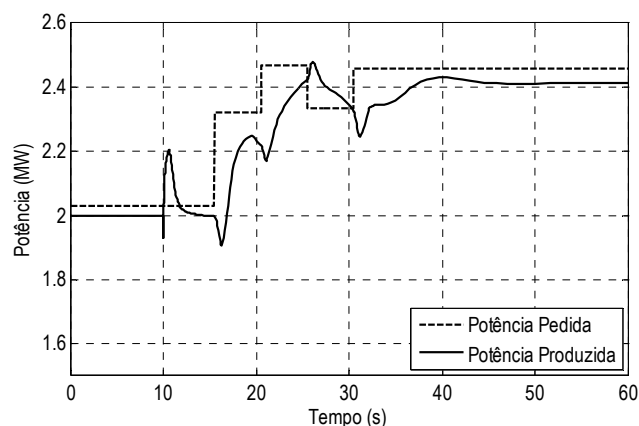


Figura 5.13 – Curvas da potência pedida e de saída da mini-hídrica do nó NMVHYD (Cenário 1)

Como a resposta dos grupos hídricos é suficiente para trazer a frequência de volta a valores dentro da tolerância especificada, não há necessidade de haver, por parte do CAMC, a actuação sobre quaisquer outras fontes. Na Figura 5.14 pode verificar-se exactamente esta afirmação relativamente a um dos grupos CHP, sendo também visível a actuação do controlo proporcional que se considerou existir nestes grupos.

Poder-se-ia esperar que, perto dos 25 segundos, em resposta ao ligeiro *overshoot*, ocorreria um decréscimo de potência de uma outra fonte mais dispendiosa no lugar de uma considerada económica como a mini-hídrica. Na realidade pode-se observar que o algoritmo de alocação de potências evita que pequenas perturbações no sistema iniciem transferências intempestivas de produção de umas fontes para outras, seguindo os critérios de optimização definidos. Assim, evita-se proceder a um excesso de alterações nos pontos de funcionamento das diversas fontes da rede, minimizando o número de unidades sujeitas a intervenção.

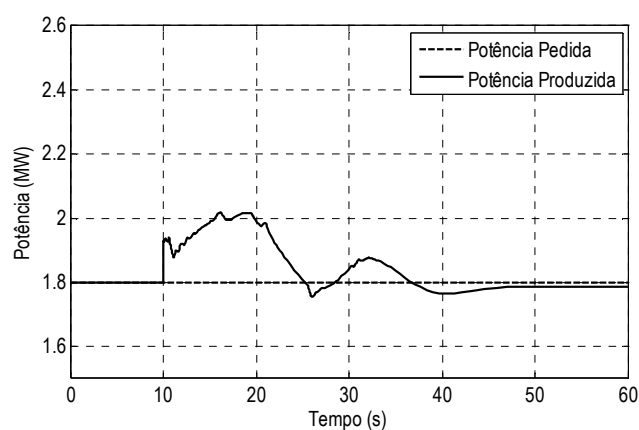


Figura 5.14 – Curvas da potência pedida e de saída da CHP do barramento NMVCHP (Cenário 1)

O apoio das fontes que têm uma actuação autónoma e quase instantânea pode ser muito importante visto o sistema de controlo hierárquico tender a ser moderadamente lento e a funcionar mais

como um (lento) controlo secundário de frequência. Para ilustrar esta afirmação junta-se a Figura 5.15, onde se encontram as contribuições do grupo Diesel, equipado com um controlador PI, e do dispositivo de armazenamento ligado na MT, equipado com um controlador proporcional, que lhe permite injectar potência quando a frequência se desvia do valor nominal.

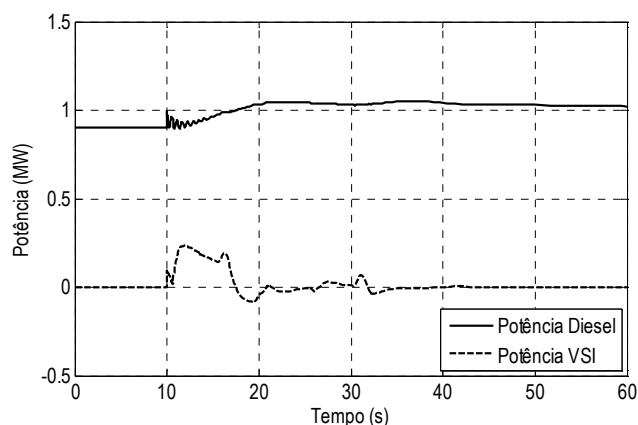


Figura 5.15 – Curvas das contribuições do grupo Diesel e do VSI ligado na MT (Cenário 1)

As suas contribuições são muito modestas neste caso (o VSI tem uma potência nominal de 1 MW, por exemplo), mas é possível ver que um tem uma resposta quase instantânea, enquanto o outro vai ajudar a obter uma maior precisão no valor da frequência atingido no final da simulação.

5.4.2 Cenário 2 – Pequena Exportação

Neste cenário, a MMG encontra-se a exportar um volume de potência não muito elevado. É um cenário que se pode considerar ocorrer com uma frequência menor que os outros dois apresentados nesta secção destinada à análise do funcionamento em rede isolada. No entanto, este cenário apresenta um interesse particular devido à resposta “invertida” que o sistema terá de ter, reduzindo a produção das fontes da MMG no lugar de a incrementar.

5.4.2.1 Níveis de Produção e Cargas

O trânsito de potências na interligação com a rede de AT a montante corresponde a cerca de 11% da carga da rede (2.11 MW de 19.89 MW), o que equivale também a aproximadamente 7% da produção total instalada. De modo a conseguir esta exportação, considerou-se, no início da simulação, a distribuição de potências apresentada na Tabela 5.9 e, adicionalmente, as alterações de cargas constantes na Tabela 5.10 visto, por si só, esta distribuição de produções de energia não ser suficiente para assegurar o trânsito de potências desejado. De facto, apesar de a potência instalada ser maior do que a carga total da rede, não é possível atingir o nível de exportação pretendido sem criar problemas com os níveis de tensão nos

barramentos ou sem ultrapassar limites técnicos das máquinas no que respeita à produção de potência reactiva ou intensidades máximas de corrente.

Tabela 5.9 – Distribuição inicial de potências na MMG no teste em rede isolada (Cenário 2)

Fonte	Potência Activa Gerada (MW)	Potência Nominal (MVA)	Controlável
Diesel	0.9	1.5	–
VSI	0	1	–
DFIM	5.5	6	–
DFIM2	2.5	3	–
HYDRO	2	2.8	Sim
HYDROA	2	2.8	Sim
HYDROA2	0.8	1.4	Sim
CHP	1.8	2.2	Sim
CHPA	1.8	2.2	Sim
CHPA2	1	1.2	Sim
Micro-redes Urbanas (1, 2, 4 e 8 a 12)	0.1	0.25 (+0.15 VSI)	Sim
Micro-redes Rurais (3, 5, 6, 7 e 13)	0.1	0.25 (+0.15 VSI)	Sim
Total	19.6	27.35 (+1.95 VSI)	(15.85 MW)

Nota: Relativamente às micro-redes, apesar de surgir indicada uma potência gerada positiva de 100 kW, o facto de existirem cargas no seu interior (150 kW) faz com que na realidade se encontrem a consumir uma potência de 50 kW. Ainda relativamente às MG, a potência do VSI, apesar de indicada, considera-se disponível apenas em situações de emergência, em resposta a desvios de frequência acentuados.

Como se pode ver na Tabela 5.10, considerou-se que as cargas em alguns dos nós da rede se encontram desligadas, sendo que as cargas rurais se encontram neste estado devido à abertura da linha entre o barramento NMVR19A e NMVR20A.

Tabela 5.10 – Alterações às cargas face ao apresentado no Anexo C (Cenário 2)

Barramento	Potência Activa (MW)	Potência Reactiva (Mvar)	Alteração
NLV1 e NLV1A	0.838	0.275	Desligada
NLV9 e NLV9A	0.419	0.138	Desligada
NLVR22A e NLVR25A	0.086	0.042	Desligada
NLVR21A e NLVR24A	0.135	0.065	Desligada

5.4.2.2 Resultados

Após o isolamento da MMG da rede a montante, que ocorre aos 10 segundos de simulação, o súbito excedente de produção tende a elevar a frequência, fenómeno que será contrariado quase instantaneamente pelas fontes que possuem mecanismos de reacção autónoma e, posteriormente, pelo sistema de controlo hierárquico.

À semelhança do cenário anterior, a Figura 5.16 mostra a resposta obtida juntamente com aquela que existiria caso o sistema de controlo hierárquico se encontrasse desactivado. Apesar de existir alguma capacidade de controlo autónoma na MMG, esta não é capaz de compensar o modesto desequilíbrio que ocorre nesta situação, que provoca uma excursão de frequência de pouco mais de 0.5 Hz.

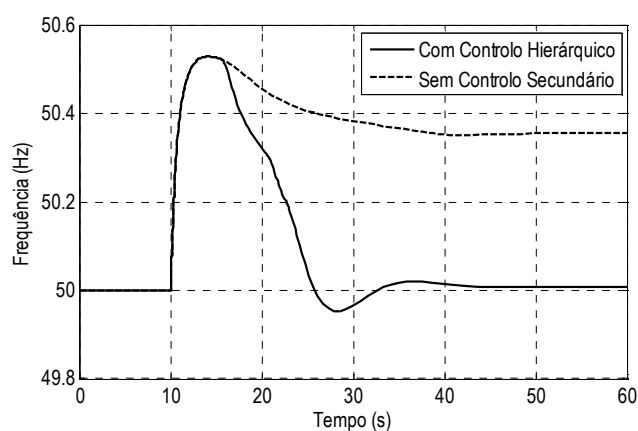


Figura 5.16 – Curvas de variação de frequência em rede isolada (Cenário 2)

Ao contrário do cenário anterior, neste caso são os grupos CHP que têm a seu cargo a manutenção do equilíbrio de potências na rede. Isto advém do facto de serem os grupos considerados mais dispendiosos e a sua intervenção ser, por si só, suficiente para auxiliar a recuperação do valor da frequência.

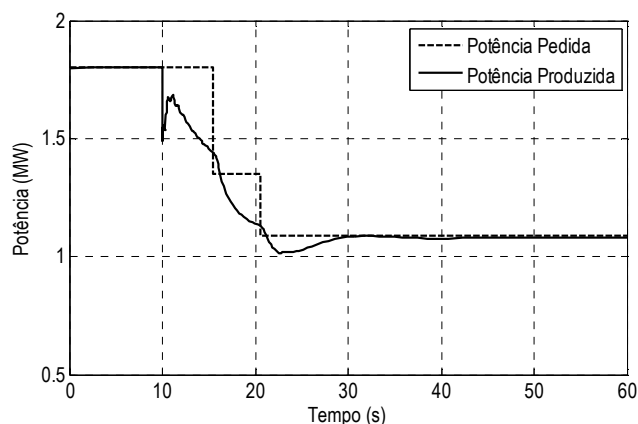


Figura 5.17 – Curvas da potência pedida e de saída da CHP do barramento NMVCHP (Cenário 2)

A Figura 5.17 mostra a resposta de um destes grupos CHP ao pedido do CAMC, sendo também identificável a resposta autónoma que o controlador proporcional desencadeia. O facto de o processo industrial poder estar a precisar de energia térmica poderia inviabilizar esta redução de potência do grupo CHP. Esta condicionante encontra-se contemplada nos dados, periodicamente actualizados, disponíveis no CAMC. Assim, nesse caso, outra qualquer fonte teria de ser solicitada a reduzir a sua produção.

Na figura seguinte (Figura 5.18) encontram-se representadas as contribuições de outras fontes com respostas autónomas.

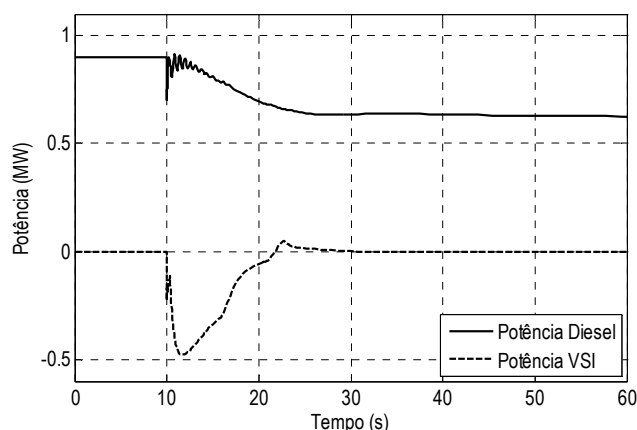


Figura 5.18 – Curvas das contribuições do grupo Diesel e do VSI ligado na MT (Cenário 2)

Relativamente aos dispositivos de armazenamento equipados com VSI, neste cenário em concreto, assumiu-se que não estavam totalmente carregados, de tal modo que lhes era possível absorver alguma da energia em excesso nos instantes que se seguem ao isolamento da MMG da rede a montante. Como se pode ver na Figura 5.18, o VSI encontra-se a absorver potência (injectar potência negativa) durante cerca de 10 segundos de modo a compensar o valor de frequência acima do nominal.

5.4.3 Cenário 3 – Grande Importação

Neste cenário, a MMG encontra-se a importar um volume de potência considerável. Como foi já referido, esta potência na interligação destina-se a representar a situação em que o isolamento da MMG ocorre inesperadamente, após, por exemplo, um defeito na rede a montante.

Dada a sua maior exigência e complexidade, este cenário será alvo de uma maior atenção do que os anteriores, sendo analisadas questões que se mantiveram até agora omissas e que se relacionam, por exemplo, com níveis de tensão, produção de energia reactiva e pormenores da simulação dinâmica.

5.4.3.1 Níveis de Produção e Cargas

O trânsito de potências inicial na interligação com a rede de AT a montante que se considerou adequado a este cenário aproxima-se do já usado na Secção 5.2 e corresponde a cerca de 26% da carga da rede (5.11 MW de 19.89 MW), o que equivale, por seu lado, a aproximadamente 17% da produção total instalada. De modo a conseguir este nível de importação considerou-se, no início da simulação, a distribuição de potências apresentada na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 – Distribuição inicial de potências na MMG no teste em rede isolada (Cenário 3)

Fonte	Potência Activa Gerada (MW)	Potência Nominal (MVA)	Controlável
Diesel	0.9	1.5	–
VSI	0	1	–
DFIM	4	6	–
DFIM2	2	3	–
HYDRO	1.5	2.8	Sim
HYDROA	1.5	2.8	Sim
HYDROA2	0.8	1.4	Sim
CHP	1.2	2.2	Sim
CHPA	1.2	2.2	Sim
CHPA2	0.7	1.2	Sim
Micro-redes Urbanas (1, 2, 4 e 8 a 12)	0.1	0.25 (+0.15 VSI)	Sim
Micro-redes Rurais (3, 5, 6, 7 e 13)	0.1	0.25 (+0.15 VSI)	Sim
Total	15.1	27.35 (+1.95 VSI)	(15.85 MW)

Nota: Relativamente às micro-redes, apesar de surgir indicada uma potência gerada positiva de 100 kW, o facto de existirem cargas no seu interior (150 kW) faz com que na realidade se encontrem a consumir uma potência de 50 kW. Ainda relativamente às MG, a potência do VSI, apesar de indicada, considera-se disponível apenas em situações de emergência, em resposta a desvios de frequência acentuados.

O grupo Diesel merece um comentário adicional. Visto a sua utilização poder mascarar, em parte, o funcionamento do sistema de controlo hierárquico, é interessante procurar limitar a influência que este grupo possa ter no comportamento dinâmico do sistema após o isolamento da rede a montante. Assim, colocando-o a debitar inicialmente um valor de potência muito próximo do seu máximo (apesar de a potência nominal ser de 1.5 MVA, a máquina Diesel não pode ultrapassar 1 MW), não há uma grande margem para que o grupo Diesel possa incrementar a sua produção e compensar a perda da potência que circulava na interligação.

5.4.3.2 Potência Reactiva na Rede de Teste

Um factor importante para o funcionamento da MMG é o nível de produção de energia reactiva existente na rede. Com efeito, apesar de este trabalho não pretender contemplar o controlo de tensão como componente integrante do sistema de controlo hierárquico, é necessário não esquecer o quão essencial é manter os níveis de tensão em valores adequados ao funcionamento do sistema e isto inclui a conservação dos níveis correctos de produção de energia reactiva.

Com efeito, em redes de distribuição, que tendencialmente se distinguem por possuírem linhas e cabos com características mais resistivas quando comparadas do que as redes de transporte, o desacoplamento entre os trânsitos de potência activa e reactiva e o ângulo e módulo das tensões não é tão pronunciado, pelo que em zonas da rede com elevados níveis de produção de potência activa é possível também observar aumentos muito apreciáveis, e por vezes exagerados, dos níveis de tensão.

Relativamente ao cenário em causa e de modo a equilibrar os níveis de importação, o que se considerou ser atingido quando a razão Q/P das potências importadas fosse próxima de 0.4, considerou-se a existência de um banco de condensadores fixo de 5 Mvar ligado ao nível da subestação de MT, sendo que o nível de produção de energia reactiva do grupo Diesel foi, assim, mantido inicialmente nulo¹. Os grupos CHP foram também ajustados inicialmente de modo a que a razão Q/P das potências produzidas fosse igualmente próxima de 0.4 (Tabela 5.12).

Tabela 5.12 – Distribuição inicial de potências reactivas na MMG no teste em rede isolada (Cenário 3)

Fonte	Potência Reactiva (Mvar)
Diesel	0
CHP	0.5
CHPA	0.5
CHPA2	0.3
Banco de Condensadores (Subestação)	5

Assim, estarão cerca de 2 Mvar a ser importados no instante imediatamente anterior ao isolamento da MMG, os quais terão de ser compensados por produção interna à MMG. Esta produção adicional surge por parte das máquinas síncronas equipadas com reguladores de tensão já referidas na Tabela 5.12 e

¹ Por não haver necessidade de contribuição por parte deste, mas também para evitar que o regulador de tensão da máquina síncrona do grupo Diesel a faça ultrapassar a potência aparente nominal quando a tensão no seu barramento descer após o isolamento da MMG.

também com o incremento da produção de energia reactiva originada no parque eólico ligado directamente à subestação de MT (DFIM). Este parque tem activados, nos conversores das suas máquinas, os elementos que permitem o controlo da produção de energia reactiva com base na tensão do barramento do parque. Normalmente, estes elementos encontram-se desactivados e o nível de produção de energia reactiva é fixo. Deste modo, dado o comportamento deste sistema, semelhante ao dos SVC (*Static Var Compensators*, na literatura anglo-saxónica), consegue-se uma contribuição importante para a manutenção dos níveis de tensão dos barramentos próximos.

Como foi já referido (Secção 4.2.1), para efeitos de simulação em *Eurostag* considerou-se que as cargas se encontram representadas por admitâncias constantes. Esta independência relativamente ao valor da frequência não se mantém em relação à tensão. Com efeito, como as potências activas e reactivas consumidas pelas cargas variam com o quadrado da tensão, alterações mesmo que pequenas no seu valor podem ter um impacto bastante relevante na carga total que a rede apresenta. Isto torna-se relevante principalmente logo após o isolamento da MMG, quando esta deixa de ter o suporte da rede a montante. Os níveis de tensão tenderão a baixar, quer devido à falta de potência activa, quer por falta de potência reactiva, e a carga da MMG irá diminuir. Esta diminuição de carga, que em princípio será transitória, uma vez que os diversos sistemas de controlo actuarão de modo a compensar a frequência e os níveis de tensão em alguns dos nós, tem um efeito que, por diminuir a gravidade da excursão inicial de frequência que se segue ao isolamento, pode ser considerado de certo modo vantajoso. Existe, no entanto, o efeito indesejável de descida do valor da tensão nos barramentos que, a ser demasiado pronunciado, pode também fazer perigar a estabilidade do sistema.

Assim, é possível verificar que a amplitude desta excursão inicial do valor da frequência, que ocorre após o isolamento da rede de MT a montante, tende a ser proporcional ao nível de importação de energia activa que a MMG necessita naquele momento e inversamente proporcional ao nível de importação de energia reactiva.

5.4.3.3 Isolamento da MMG e Variação de Carga

Tanto as potências iniciais, decididas de modo a definir o nível de importação, como os níveis de potência reactiva disponibilizados, foram ajustados de modo a que o desvio de frequência inicial se aproxime dos 48 Hz, mas não ultrapasse este valor. Apesar de, com uma adequada regulação das protecções, esta excursão transitória de frequência poder ter maiores amplitudes sem perturbar significativamente o funcionamento do sistema, neste caso considerou-se que as protecções de mínimo de frequência das máquinas se encontravam reguladas para os 47 Hz, valor coincidente com o limite mínimo absoluto imposto actualmente para o sistema pelas normas de qualidade de energia [138], pretendendo-se manter alguma distância em relação a este limite.

O isolamento da rede a montante irá ocorrer no instante $t = 10$ s. Para concluir a compilação de toda a informação necessária para dar início à simulação, restam os dados relativos à alteração de carga

que irá suceder mais à frente (iniciando-se no instante $t = 90$ s) de modo a testar as capacidades de seguimento de carga (*load-following*, na literatura anglo-saxónica).

Esta alteração de carga ocorre simultaneamente em diversos barramentos, conforme indicado na Tabela 5.13, e corresponde a um aumento percentual, igual em todos os barramentos, de 4% por segundo, durante 10 s. O aumento total final é de aproximadamente 1.8 MW, sendo a sua forma geral bastante semelhante à já indicada na Figura 5.5 da Secção 5.2.

Tabela 5.13 – Repartição dos incrementos de carga no teste em rede isolada (Cenário 3)

Barramentos	Valor Inicial (MW)	Valor Final (MW)
NLV1A e NLV6A	0.838	1.173
NLV11A, NLV18A NLV4, NLV5 e NLV9	0.419	0.586
NLVR3A, NLVR7A NLVR21A, NLVR24A	0.135	0.189
NLVR17A	0.216	0.302
Total	4.53	6.34

Na Figura 5.19 pode observar-se a variação de carga efectivamente obtida. Como o valor apresentado é a soma aproximada da medição do valor das cargas presentes no sistema, é natural que exista uma ligeira discrepância em relação aos valores inicialmente estipulados uma vez que as cargas são dependentes da tensão e o isolamento da MMG provoca alterações neste valor.

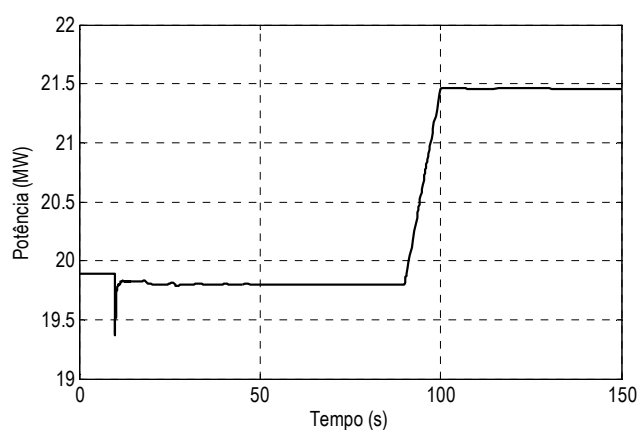


Figura 5.19 – Representação da variação total de carga na MMG

5.4.3.4 Resultados – Variação de Frequência

Iniciando-se a simulação, que tem uma duração de 150 segundos, obtêm-se as curvas relativas às grandezas mais relevantes e que se apresentam a seguir.

A mais importante, no contexto deste trabalho, é a curva que representa a variação da frequência medida no interior da MMG (Figura 5.20). Antes da abertura da interligação com a rede de AT a montante a frequência coincide com o valor nominal de 50 Hz, mas depois, como seria de esperar, desvia-se abruptamente até atingir um valor mínimo próximo dos 48 Hz.

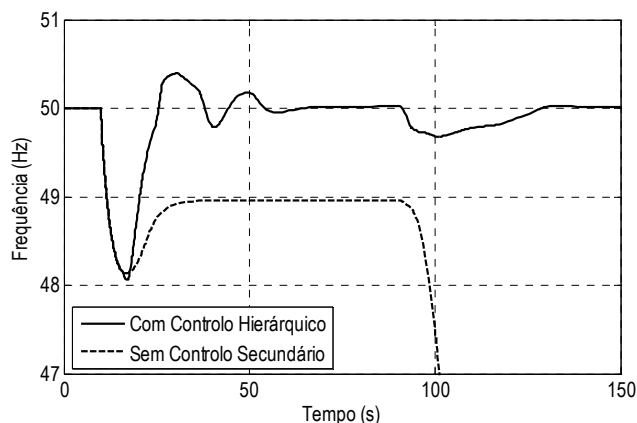


Figura 5.20 – Curvas de variação de frequência em rede isolada (Cenário 3)

A forma desta oscilação inicial é condicionada por uma conjunção de factores, entre os quais:

- Actuação dos controladores proporcionais existentes em algumas das fontes convencionais presentes na rede (grupos CHP, por exemplo);
- Actuação dos controladores proporcionais existentes nos dispositivos de armazenamento (factor de grande importância, como se verá mais à frente, na Secção 0);
- Em menor grau, a influência do próprio sistema de controlo hierárquico que, apesar de limitado na velocidade de resposta nestes instantes iniciais, tenderá a começar a contribuir sempre antes de atingidos os 20 segundos de simulação;
- A relação entre a importação de potência activa nos instantes que antecedem o isolamento da rede a montante;
- A disponibilidade de potência reactiva na MMG de modo a manter os níveis de tensão e, consequentemente, os níveis de carga nos valores pré-isolamento.

É possível constatar que o sistema de controlo hierárquico, com a colaboração dos elementos que dispõem de controladores proporcionais de frequência, conseguiu manter o sistema funcional durante as perturbações e recuperar a frequência para o valor nominal.

Para comparação, é apresentado também o caso limite em que nenhum tipo de sistema de deslastre nem de controlo secundário se encontra em funcionamento na MMG, à excepção do existente no grupo Diesel, o qual já se encontra no limite das suas capacidades. É possível verificar o colapso da MMG a partir do momento em que a carga aumenta ($t = 90$ s), confirmando-se esta situação com a activação dos relés de mínimo de frequência das máquinas síncronas aos 47 Hz.

É possível, ainda, constatar que a frequência mínima é ligeiramente inferior no caso em que o controlo hierárquico se encontra activado. Este facto aparentemente paradoxal explica-se pelas características de algumas das fontes (nomeadamente as microturbinas e os grupos hídricos) que, quando recebem ordens para incrementar a sua produção, apresentam uma ligeira e temporária redução da potência de saída antes de efectivamente a começarem a aumentar.

5.4.3.5 Resultados – Fontes

Ao nível dos elementos ligados na MT, alguns dos que foram controlados pelo CAMC incluem os grupos CHP, as mini-hídricas e as MG. Nas figuras seguintes é possível observar as potências-alvo destes dispositivos e as potências que efectivamente estão a produzir.

A primeira curva (Figura 5.21) mostra a potência-alvo de um dos grupos CHP juntamente com a potência activa que este se encontra a produzir. Como se constata, potência produzida não segue fielmente a potência-alvo. Isto acontece devido à actuação do controlo proporcional que se encontra integrado no regulador deste grupo e que responde às variações de frequência que se seguem às perturbações impostas ao sistema.

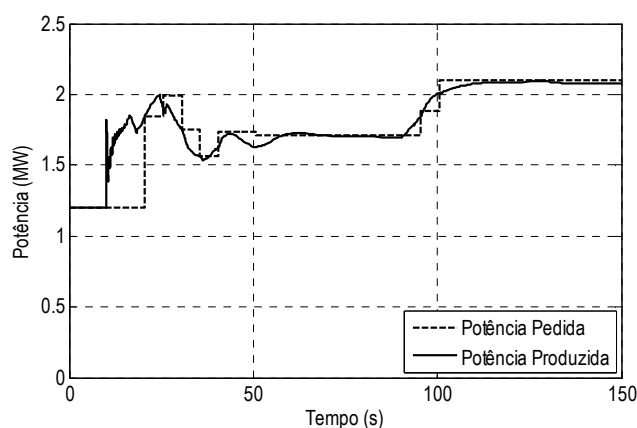


Figura 5.21 – Curvas da potência pedida e de saída da CHP do barramento NMVCHP (Cenário 3)

A Figura 5.22, exibida a seguir, permite observar, mais uma vez, a relação entre a potência-alvo e a potência gerada pela mini-hídrica. A análise comparativa desta figura com a anterior, relativa ao grupo CHP, confirma o facto de se ter considerado, para efeitos de utilização no algoritmo de optimização, que a produção de origem hídrica é mais económica do que a de origem térmica. Isto advém do facto de apenas se ter considerado o custo do recurso primário, mas poder-se-ia ter optado por incluir factores relativos à velocidade e qualidade da resposta dos grupos, assim como a disponibilidade do recurso primário ou o valor atribuído a esta disponibilidade. A inclusão destes factores, que não têm um carácter directamente económico, poderia fazer pender a balança para outra direcção, reorientando a escolha feita pelo algoritmo de optimização.

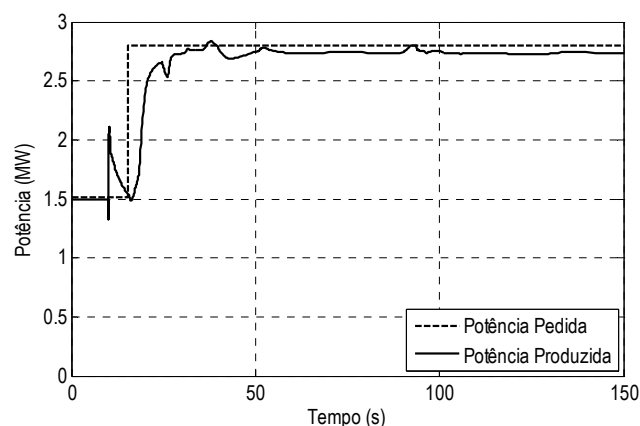


Figura 5.22 – Curvas da potência pedida e de saída da mini-hídrica do nó NMVHYD (Cenário 3)

Interessa referir que, dado o relativamente curto horizonte temporal simulado, se assumiu que os grupos hídricos, apesar de não terem uma grande capacidade de armazenamento (albufeira de grandes dimensões), possuem um reservatório com volume suficiente para permitir este tipo de funções de regulação de frequência por ajuste da sua potência de saída (através de um comando externo) e que este mesmo reservatório se encontra suficientemente abastecido no momento do isolamento da rede.

Também as micro-redes controladas pelo CAMC vão ser convidadas por este a participar no controlo de frequência. Como se considerou que o seu custo ocupa uma posição intermédia entre o das duas fontes anteriormente referidas, as MG atingem o máximo da sua produção ainda antes de os grupos CHP serem chamados a intervir. Na Figura 5.23 apresentam-se as curvas, já familiares, relativas à MG situada no barramento de zona urbana NLV3 (MG1). As potências indicadas nesta figura não representam um balanço entre a produção e a carga dentro da micro-rede, mas sim a produção real agregada das microfontes dentro desta MG.

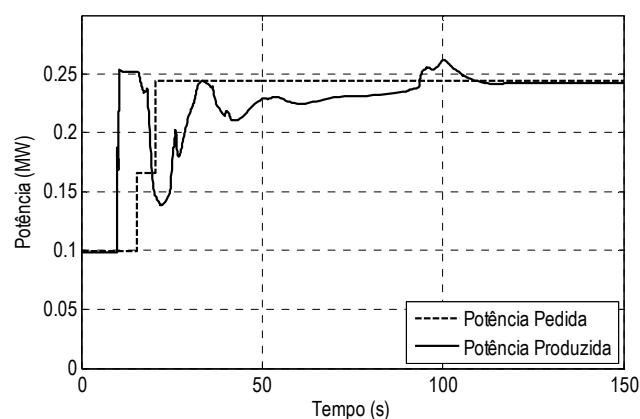


Figura 5.23 – Curvas da potência pedida e de saída da MG1 do barramento NLV3 (Cenário 3)

Repare-se que a produção da MG atinge os 250 kW quase imediatamente a seguir ao instante em que ocorre o isolamento da rede a montante, ainda antes de receber qualquer pedido por parte do CAMC. Isto ocorre devido a ter-se considerado instalado, em cada uma das micro-redes, um dispositivo de armazenamento de energia interligado com a rede por meio de um VSI (*Voltage Source Inverter*, na literatura anglo-saxónica) que permite, se para isso for configurado, a injeção de potência na rede (positiva ou negativa) durante períodos em que a frequência se desvie do valor nominal. Neste caso concreto, como ocorre uma descida abrupta da frequência, o VSI injecta a sua potência nominal durante alguns segundos regressando de seguida ao regime anterior de funcionamento, visto outras fontes aumentarem a sua produção e a frequência entretanto recuperar.

Dentro das MG localizadas na zona urbana da rede de teste, e que se considerou serem todas semelhantes, assumiu-se que seria apenas possível, neste caso, controlar as potências das pilhas de combustível e das microturbinas. Na Figura 5.23 foram já apresentadas as curvas da potência pedida e de saída de uma destas micro-redes. Nas figuras seguintes apresentam-se curvas da mesma índole, mas agora relativas às microfontes no interior desta MG.

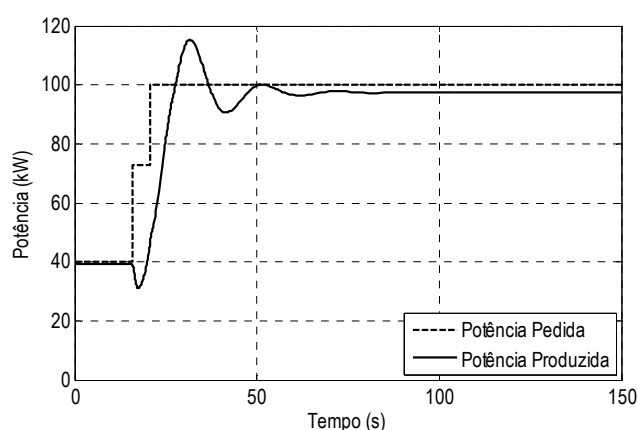


Figura 5.24 – Curvas da potência pedida e de saída da microturbina da MG1 (Cenário 3)

A microturbina (Figura 5.24) tem uma resposta bastante rápida e característica, que advém do modelo escolhido para a implementação. É requerida a participar antes a pilha de combustível (Figura 5.25) uma vez que se considerou ser mais económica que esta. Como esta primeira intervenção não foi considerada suficiente pelo sistema de controlo, visto a frequência ainda não ter recuperado o suficiente (ver Figura 5.20 e Figura 5.23), a microturbina recebe um segundo pedido para incrementar a potência gerada. Este segundo pedido ocorre em simultâneo com o pedido efectuado à pilha de combustível (Figura 5.25). Isto acontece devido ao facto de, para a MG poder cumprir o pedido feito pelo CAMC, esta tenta inicialmente incrementar a produção das microturbinas, atingindo estas a sua produção máxima. A única alternativa que resta à MG (ao MGCC) é, então, requerer também o incremento de produção a fontes mais dispendiosas que, neste caso, são representadas pelas pilhas de combustível.

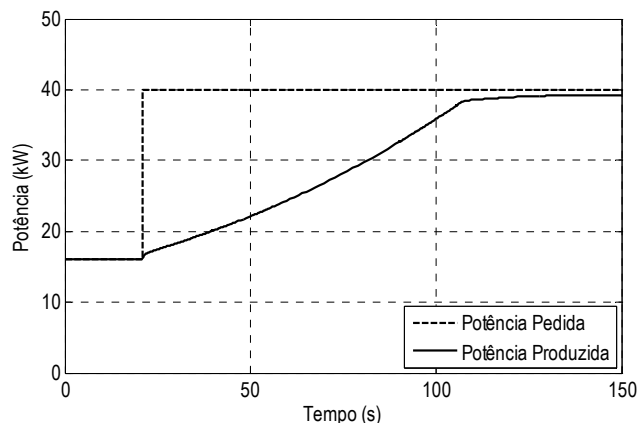


Figura 5.25 – Curvas da potência pedida e de saída da pilha de combustível da MG1 (Cenário 3)

Como se pode observar, a pilha de combustível tem uma resposta demasiado lenta para poder ser útil no auxílio ao controlo das variações rápidas de frequência. No entanto, este aumento contínuo de produção pode ser utilizado para ir progressivamente substituindo fontes mais rápidas, mas de algum modo menos vantajosas, que entraram em auxílio do sistema nos instantes que se seguiram à perturbação. No caso particular da rede de teste em uso, pode apontar-se o caso do grupo Diesel. Como este grupo se encontra equipado com um sistema de controlo secundário (PI – proporcional-integral), irá tomar carga logo nos instantes que se seguem às perturbações ocorridas, carga essa que tenderá a ser progressivamente reduzida enquanto outros elementos na rede aumentam a sua produção (Figura 5.26). Nesta figura encontra-se particularmente isolada, entre os 70 e os 90 segundos, a lenta redução da produção do grupo Diesel que acompanha o aumento, também lento, da produção conjunta das pilhas de combustível de todas as micro-redes da rede de teste, numa altura em que todas as restantes fontes já praticamente estabilizaram a sua produção.

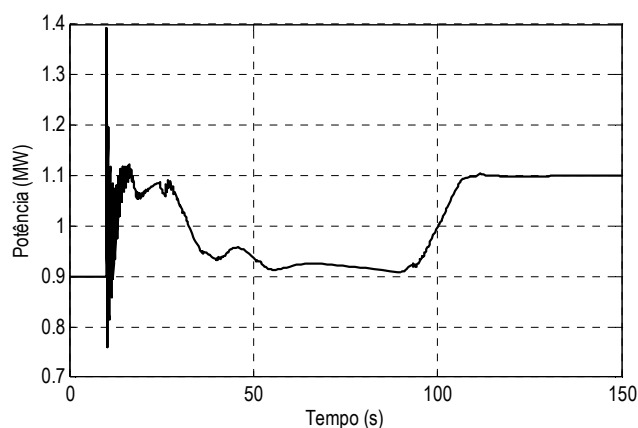


Figura 5.26 – Curva da potência activa do grupo Diesel (Cenário 3)

5.4.3.6 Inclusão dos Atrasos na Simulação

Alguns dos atrasos temporais que foram incluídos na simulação, praticamente invisíveis nas figuras devido ao horizonte de simulação em estudo, podem ser observados na vista detalhada apresentada na Figura 5.27. Esta figura exemplificativa não é mais do que uma vista composta da Figura 5.23 e da Figura 5.24, ampliada em torno dos instantes em que são ordenados os incrementos de potência à micro-rede MG1 e à sua microturbina, MT1.

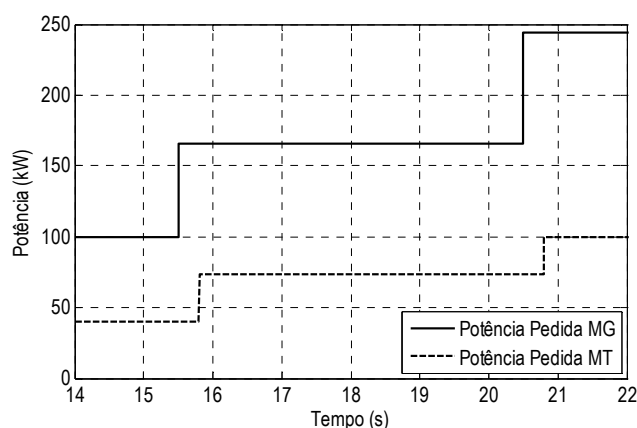


Figura 5.27 – Vista detalhada dos pedidos à micro-rede e à microturbina (Cenário 3)

Tendo em conta que o isolamento da MMG ocorreu aos 10 segundos e que o CAMC detecta o desvio de frequência aos 15 s, constata-se pela observação da Figura 5.27 que a MG recebe o pedido para incrementar a potência gerada com uma demora de 0.5 s, valor considerado para o conjunto dos atrasos, que podem ter diversas origens, como foi já discutido na Secção 4.3. É, ainda, possível identificar o atraso que decorre entre a recepção do pedido do CAMC pelo MGCC e a transposição deste pedido para os elementos integrantes da MG. Neste caso concreto, a microturbina recebe o pedido para incrementar a sua produção de 0.3 s após a micro-rede (o MGCC) ter recebido a comunicação do CAMC.

Estes atrasos não são de modo algum relevantes para os resultados obtidos neste cenário, mas a sua inclusão no modelo de simulação foi decidida para o tornar o mais completo possível.

5.4.3.7 Resultados – Níveis de Tensão

Os níveis de tensão nos diversos nós da rede podem tornar-se problemáticos, principalmente em funcionamento em rede isolada, quando os níveis de produção são elevados em zonas fracas da rede. Tome-se, como exemplo nesta rede de teste, a porção rural, com um carácter radial, mais à direita no diagrama da Figura 5.3. Aqui, encontram-se localizadas as instalações de produção de origem eólica e hídrica, que têm uma potência nominal apreciável. No barramento NMVR13A, onde se encontra ligado o parque eólico designado por DFIM2, o nível de produção conduz a que a tensão suba a níveis

consideravelmente elevados, os mais altos de toda a rede de teste (Figura 5.28). Os valores atingidos são, ainda assim, inferiores ao valor máximo que se considerou tolerável nestas situações e que é de 1.05 p.u., um valor confortavelmente dentro do especificado pela norma NP EN 50 160 [138].

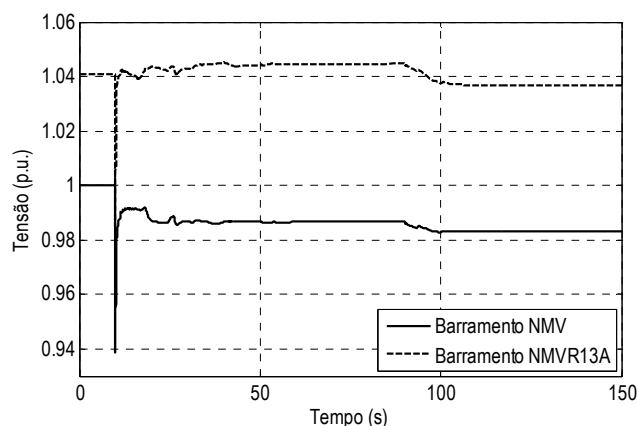


Figura 5.28 – Curvas de variação de tensão nos barramentos NMV e NMVR13A (Cenário 3)

Note-se que esta subida acentuada dos valores da tensão acontece apesar de não haver qualquer produção de energia reactiva nos barramentos afectados ou próximo destes. Normalmente considera-se existir uma relação muito forte entre as fases das tensões dos nós e os trânsitos de potência activa, assim como entre os módulos das tensões dos barramentos e os trânsitos de potência reactiva. No entanto, o elevado valor relativo da componente resistiva face à componente indutiva dos parâmetros das linhas da rede de distribuição conduz a que estas relações, normalmente consideradas como independentes uma da outra, deixem de poder ser vistas como boas aproximações, não podendo ser consideradas como totalmente válidas neste tipo de redes.

Por outro lado, o barramento da subestação, anteriormente suportado pela rede de AT a montante, tenderá a ver a sua tensão a diminuir, tal como foi já mencionado. Este decréscimo tem o perfil que se pode observar também na Figura 5.28 e é limitado eficazmente pela actuação dos reguladores de tensão e potência reactiva incorporados nas máquinas do parque eólico de 6 MVA (identificado como “DFIM”) ligado directamente ao barramento da subestação. A injeção de potência reactiva destinada a regular a tensão neste barramento encontra-se representada na Figura 5.29 e consegue facilmente manter a tensão neste barramento bem acima dos 0.95 p.u., limiar inferior que se considerou aceitável neste contexto (mais uma vez, valor confortavelmente dentro do especificado pela norma NP EN 50 160 [138]).

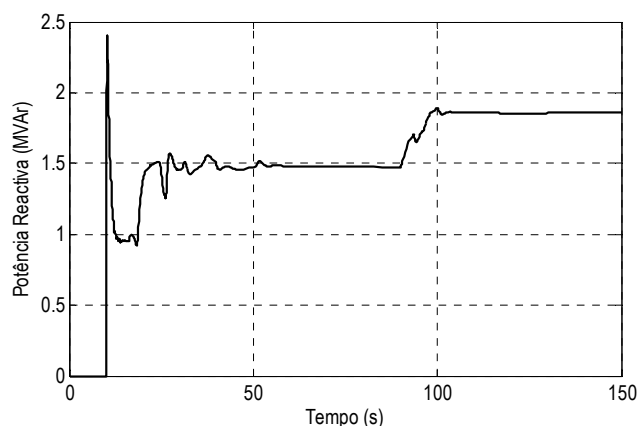


Figura 5.29 – Curva da injeção de potência reactiva do parque eólico DFIM (Cenário 3)

5.4.4 Sumário

Nesta Secção 5.4 verificou-se como o CAMC pode auxiliar ou mesmo permitir o funcionamento em rede isolada de uma MMG. Dos três cenários usados como exemplo, apenas o último (grande importação) requer mais atenção, tendo-se observado com algum detalhe o funcionamento do sistema de controlo hierárquico neste caso. Para este nível de importação, e com os tipos de produção existentes nesta rede de teste, o papel de um agente supervisor e gestor (que neste caso é o CAMC) pode considerar-se essencial para garantir a estabilidade da MMG, uma vez que muitas das fontes não dispõem de sistemas de regulação própria e os níveis de reserva globais tendem a ser reduzidos.

Além de se apresentarem exemplos das potências requeridas de várias fontes sujeitas ao controlo do CAMC e dos MGCC, foram identificados os atrasos que podem ser imputados aos sistemas de comunicação existentes. Estes atrasos não foram, no entanto, considerados relevantes neste caso concreto, uma vez que são consideravelmente mais pequenos do que o tempo de amostragem do CAMC e são também menores que o tempo de resposta de muitas das fontes.

Por fim, analisaram-se genericamente os níveis de tensão na rede, usando como amostra as tensões de um barramento central (NMV) e de um barramento considerado difícil neste aspecto (NMVR13A). Confirmou-se a dificuldade em conseguir escoar a potência produzida em zonas fracas da rede, uma vez que a grande componente resistiva presente nas redes de distribuição conduz a excessivos aumentos de tensão quando se tenta incrementar os trânsitos de potência activa. Verificou-se, também, a importância da ajuda dos sistemas de controlo de tensão presentes nas mais recentes tecnologias de produção eólica.

5.5 Deslastre Centralizado

Como foi já referido, este trabalho centra-se fundamentalmente no apoio ao controlo de frequência que pode ser proporcionado pelo CAMC numa MMG. Neste contexto analisou-se o comportamento do sistema de controlo hierárquico em situações em que a sua intervenção se assemelha àquela que teria um AGC convencional. A influência do CAMC, no entanto, não se esgota aqui, visto que este dispõe de funcionalidades que lhe permitem recorrer ao deslastre de cargas quando tal for necessário e, além disso, proceder à sua posterior religação.

No cenário que se segue, baseado fundamentalmente no Cenário 3 já apresentado (Secção 5.4.3), a MMG encontra-se a importar um volume de potência muito elevado. Como se vai ter oportunidade de constatar, existe a necessidade de, logo após o isolamento da rede a montante, corrigir imediatamente o desequilíbrio de potências existente, sob pena de se desencadear o colapso da MMG.

Na situação exigente aqui mostrada será comparada a resposta do deslastre centralizado, integrado no controlo hierárquico, com a resposta do deslastre autónomo, tradicional, que responde exclusivamente a variações de frequência.

5.5.1 Níveis de Produção e Cargas

Este cenário, em relação ao apresentado na Secção 5.4.3 (Tabela 5.11), tem como únicas alterações em termos da distribuição inicial de potências o facto de se ter reduzido a produção do parque eólico DFIM de 4 MW para 3 MW, incrementando-se a produção dos grupos CHP e CHPA em 0.5 MW cada de modo a manter o trânsito de potências inicial na interligação com a rede de AT a montante. Considerou-se ainda que os grupos hídricos não se encontram disponíveis para participar na regulação de frequência, não podendo ser solicitados pelo CAMC. Estas alterações, sumarizadas na Tabela 5.14, conduzem a que a MMG disponha de uma reserva global consideravelmente menor.

Tabela 5.14 – Distribuição inicial de potências na MMG no testes de deslastre

Fonte	Potência Activa Gerada (MW)	Potência Nominal (MVA)	Controlável
DFIM	3	6	–
HYDRO	1.5	2.8	–
HYDROA	1.5	2.8	–
HYDROA2	0.8	1.4	–
CHP	1.7	2.2	Sim
CHPA	1.7	2.2	Sim
CHPA2	0.7	1.2	Sim

A configuração apresentada conduz, logo à partida, a que o desvio de frequência após o isolamento da rede AT seja agora substancialmente maior, dando oportunidade à actuação dos sistemas de deslastre de cargas. Isto acontece porque os grupos CHP se encontram agora tão próximos do seu limite máximo que os seus controladores proporcionais não conseguem actuar com a mesma eficácia com que o faziam no Cenário 3.

O sistema de deslastre considera-se activado nas cargas presentes em quatro barramentos. Estas cargas mantêm o seu valor base assumido até agora mas passam a estar sob o controlo do CAMC, sendo que o deslastre pode ser feito em quatro etapas, tal como indicado na Tabela 5.15.

Tabela 5.15 – Cargas sob controlo do sistema de deslastre centralizado

Barramentos	Potência Activa (MW)	Potência Reactiva (MW)	Escalões (MW/%) (aproximado)
NLV1 NLV2 NLV6 NLV7	0.838 (cada uma)	0.275 (cada uma)	4x 0.2 / 25%

Note-se que os valores indicados para os passos de deslastre são aproximados pois as cargas alteram-se ligeiramente devido a variações normais das tensões nodais que surgem com o decorrer da simulação. Não há, ao contrário do deslastre convencional, limites de frequência associados a cada escalão de deslastre uma vez que será o CAMC a decidir dinamicamente a quantidade de carga a deslastrar. A existência destes escalões de deslastre assume que as saídas dos postos de transformação localizados nestes barramentos se encontram segmentadas em quatro porções aproximadamente iguais, todas controláveis.

5.5.2 Resultados

Após o isolamento da rede a montante, aos 10 segundos, a frequência desce abruptamente. Na Figura 5.30 pode ver-se o comportamento da frequência do sistema no caso em que o CAMC, recorrendo ao deslastre de cargas, procura corrigir o desequilíbrio originado pelo isolamento. Na mesma figura apresenta-se, para comparação, o caso em que o deslastre não se encontra activado e em que o CAMC pode apenas recorrer ao incremento de potência das fontes (no caso em que o CAMC não actua, o sistema perde a estabilidade por completo).

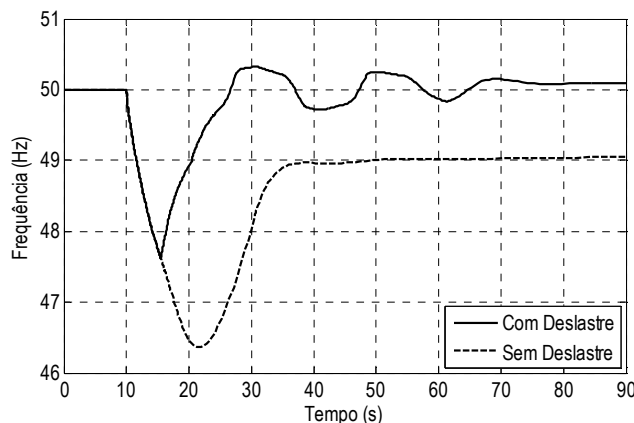


Figura 5.30 – Variação de frequência com deslastre centralizado

Apesar da resposta do deslastre não ser instantânea devido ao facto de o CAMC ter de cumprir o tempo de amostragem ($T_{amostragem}$) especificado (mais à frente este tema será abordado em mais detalhe), o sistema de controlo hierárquico foi capaz de manter a estabilidade da MMG e a frequência nunca desceu abaixo dos 47.6 Hz.

Verifica-se também que mesmo a actuação isolada das fontes presentes no sistema, sem o recurso ao deslastre, permite igualmente manter o sistema funcional, se bem que com um desvio de frequência e um tempo de recuperação significativamente maiores. No entanto, para poder fazer esta afirmação é necessário assumir que os geradores presentes na rede se encontram preparados para funcionar transitoriamente a frequências tão baixas quanto a atingida neste caso (aproximadamente 46.4 Hz, com cerca de 10 segundos abaixo dos 47 Hz). É, assim, necessário admitir que, se possível, tenham de ser efectuados ajustes nas regulações típicas [139] das protecções normalmente encontradas nestes geradores.

A Figura 5.31, a seguir, mostra a actuação do deslastre em duas das cargas e também a potência pedida ao grupo CHP, de modo a ilustrar a resposta coordenada à perturbação a que a MMG tem de reagir.

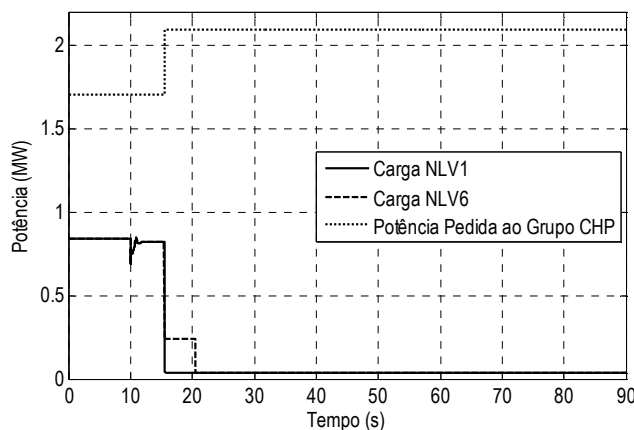


Figura 5.31 – Resposta de alguns dispositivos à perturbação

Uma das vantagens da utilização do deslastre centralizado é a possibilidade deste gerir a religação de cargas de um modo coordenado. Isto permite, como foi já referido, que as cargas deslastradas sejam de novo ligadas assim que possível, desde que as condições da rede o permitam, quer em termos de estabilidade de frequência, quer em termos de reserva disponível (Secção 4.3.2).

Neste cenário concreto não existe margem que permita que as cargas deslastradas voltem a ser ligadas na sua totalidade e com segurança. De facto, antes do isolamento, a reserva disponível na rede era de apenas 1.7 MW (valor aproximado, calculado através da soma das potências ainda disponíveis nos grupos CHP, grupo Diesel e no conjunto das micro-redes) e, após o isolamento, reduziu-se para pouco mais que 0.8 MW (situação aos 90 s de simulação).

Assim, de modo a permitir que o sistema de religação de cargas possa entrar em acção, é necessário considerar que os grupos hídricos, indisponíveis até agora para alterar a sua produção, podem de novo participar na regulação de frequência mediada pelo CAMC. A simulação realizada, cujo resultado em termos da variação de frequência na rede isolada se apresenta na Figura 5.32, parte do princípio que os grupos hídricos voltaram a estar disponíveis a partir de um ponto correspondente aos 90 segundos de simulação. Nesta figura, além da sequência já apresentada na Figura 5.30, podem ver-se as perturbações causadas na frequência quando as cargas que tinham sido desligadas para compensar o isolamento da rede a montante vão voltando a ser progressivamente ligadas.

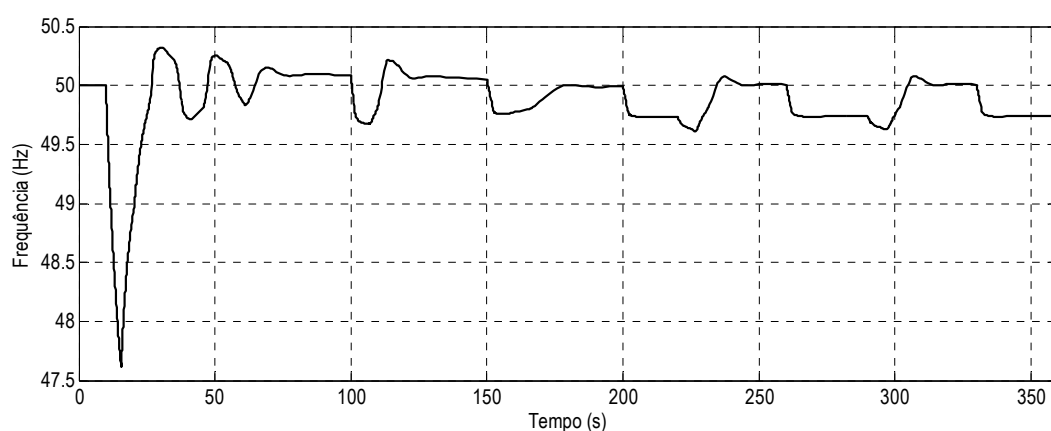


Figura 5.32 – Variação de frequência devida à religação de cargas

As cargas podem ser ligadas de novo automaticamente, pelo CAMC, ou de modo manual. No primeiro caso, o algoritmo recorre aos valores da frequência e da sua derivada (usados para determinar o valor de ΔP), assim como ao valor estimado da reserva existente no sistema, para decidir se pode efectivamente proceder ao relastre das cargas e para determinar os valores a ligar em cada momento. Na Tabela 5.16 apresenta-se a sequência de ligação de cargas adoptada pelo CAMC para este caso concreto, sendo visível que o procedimento inicia-se pelas cargas de maiores dimensões e termina com as mais pequenas. Este modo de actuar procura limitar o impacto no sistema, uma vez que ao ligar cargas reduz-se

a reserva disponível para responder eficazmente às perturbações provocadas pelas cargas que serão ligadas subsequentemente.

Tabela 5.16 – Sequência de ligação de cargas para recuperação após o deslastre

Barramentos	Tempo de Simulação (s)	Potência Activa (MW)	Potência Reactiva (MW)	Percentagem de Carga (aproximado)
NLV1	100	0.8	0.26	100%
NLV2	150	0.4	0.13	50%
NLV2	200	0.4	0.13	50%
NLV6	220	0.4	0.13	50%
NLV6	260	0.4	0.13	50%
NLV7	290	0.4	0.13	50%
NLV7	330	0.4	0.13	50%

5.5.3 Resultados – Influência das Temporizações

É particularmente neste tipo de perturbações, em que o valor da frequência do sistema varia com uma velocidade muito elevada, que a importância do valor do tempo de amostragem referido na Secção 4.3.1.1 sai salientada.

Em todas as simulações até agora realizadas tem-se trabalhado com um tempo de amostragem ($T_{amostragem}$) de 5 segundos. Isto significa que, no pior caso, o CAMC demora este tempo até detectar a ocorrência de fenómenos aos quais tenha de reagir. Em fenómenos rápidos, este tempo pode ser manifestamente grande demais. Na figura seguinte (Figura 5.33) mostra-se, para o mesmo cenário utilizado até ao momento, a resposta obtida quando $T_{amostragem}$ é ajustado para 1.5 segundos. Esta redução permite que o CAMC detecte a perturbação (neste caso, o isolamento da rede AT a montante) mais rapidamente e, de modo, a frequência tem menos tempo para descer antes das acções correctivas começarem a ser aplicadas.

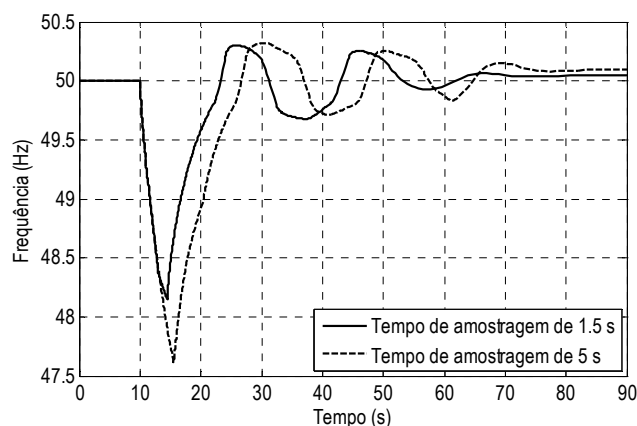


Figura 5.33 – Influência do tempo de amostragem na eficácia do deslastre centralizado

Como se pode constatar pela observação da Figura 5.33, o facto de a actuação do CAMC se dar mais cedo permite que a frequência mínima seja agora de aproximadamente 48.2 Hz, uma clara melhoria face aos cerca de 47.6 Hz anteriores.

Uma outra questão, talvez um pouco menos clara, pode também surgir da utilização de tempos de amostragem relativamente grandes: a resposta do sistema de controlo pode depender de quando, no intervalo correspondente a $T_{amostragem}$, ocorre a perturbação a que o CAMC tem de reagir. Nos exemplos até agora apresentados seguiram-se sempre opções do tipo “pior cenário”, onde a perturbação ocorria exactamente no início de um período $T_{amostragem}$ e o CAMC teria de esperar um tempo $T_{amostragem}$ para começar a responder. Na Figura 5.34 pode ver-se o que acontece quando o isolamento da rede a montante ocorre não aos 10 segundos, como tem acontecido até aqui, mas aos 12 segundos.

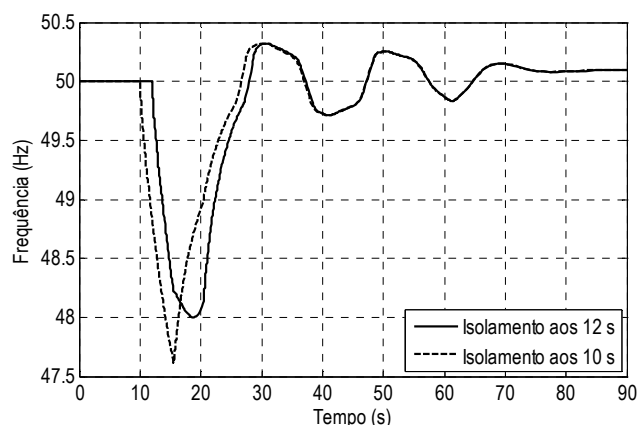


Figura 5.34 – Impacto do instante de ocorrência da perturbação na eficácia do deslastre centralizado

Os tempos de amostragem originais de 5 s encontram-se, por uma questão de conveniência, sincronizados com o início da simulação. Por esta razão ocorre um aos 10 e outro aos 15 s, sendo só neste último que o CAMC reagia ao isolamento da rede AT. Com o isolamento a ocorrer agora aos 12 s, o

CAMC tem a oportunidade de reagir mais cedo, não 5 s após a perturbação, mas apenas 3 s. Isto conduz à melhoria na resposta que pode ser observada na figura anterior.

5.5.4 Comparação com o Deslastre Autónomo

Como foi já visto, o deslastre centralizado, por se encontrar condicionado pelo tempo de amostragem imposto ao CAMC (entre outros factores), não disponibiliza um tempo de actuação tão rápido quanto o desejável. Estas condicionantes já não se aplicam de igual modo no caso de o deslastre seguir o protocolo convencional, com relés de frequência instalados localmente e associados a cada carga ou grupo de cargas. No entanto, perdem-se as vantagens decorrentes da integração do deslastre no sistema de controlo hierárquico, deixando-se de poder coordenar a actuação das cargas com a produção e perdendo também a possibilidade de proceder à religação faseada das cargas, sob controlo do CAMC.

Tabela 5.17 – Cargas passíveis de deslastre com actuação autónoma

Barramentos	Potência Activa (MW)	Potência Reactiva (MW)	Níveis de Frequência (Hz)	Escalões (MW/%) (aproximado)
NLV1 NLV2 NLV6 NLV7	0.838 (cada barramento)	0.275 (cada barramento)	49.0 48.5 48.0 47.5	4x 0.2 / 25%

Nesta Tabela 5.17 encontra-se a configuração do sistema de deslastre de cargas que vai ser usado para obter os resultados a comparar com os já apresentados para o deslastre centralizado. Todas as cargas encontram-se configuradas de igual modo e a principal diferença em relação ao já apresentado na Tabela 5.15 é a inclusão dos níveis de frequência para os quais ocorrem os diferentes passos de deslastre. Para este exemplo, os níveis de frequência escolhidos baseiam-se aproximadamente nos adoptados na exploração da rede eléctrica das ilhas do Arquipélago dos Açores [139].

Na Figura 5.35 encontram-se os resultados obtidos em comparação com os conseguidos com o deslastre centralizado no CAMC. Como seria de esperar, dado o comparativamente curto tempo de resposta do deslastre autónomo (pois não depende de nenhum tempo de amostragem do CAMC), as cargas são desligadas 0.2 segundos após ser ultrapassado cada um dos limites de frequência. Isto conduz a que o desvio de frequência inicial seja interrompido muito cedo e a recuperação se inicie ainda antes de a frequência atingir os 48.5 Hz.

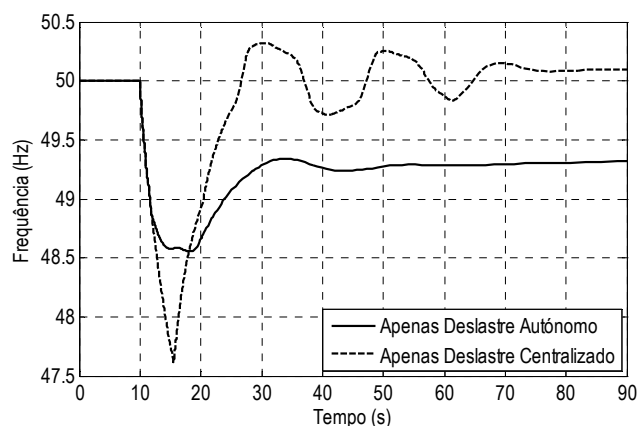


Figura 5.35 – Variação de frequência com deslastre centralizado e autónomo

Como resposta à variação de frequência ocorrida, é activado apenas um dos passos de deslastre, correspondente à frequência limite de 49 Hz (perto dos 12 s). Como os 48.5 Hz nunca chegam a ser atingidos, o volume total de carga deslastrada não ultrapassa 25% do total disponível (Tabela 5.17).

No entanto, constata-se que, apesar de o valor mínimo da frequência ter sido melhorado, não foi deslastrada carga suficiente que permita a recuperação do valor nominal da frequência em regime permanente. Esta limitação do deslastre autónomo pode ser minimizada utilizando, em simultâneo, o deslastre centralizado do sistema de controlo hierárquico. Isto permite praticamente anular o erro de frequência, tal como se mostra na Figura 5.36.

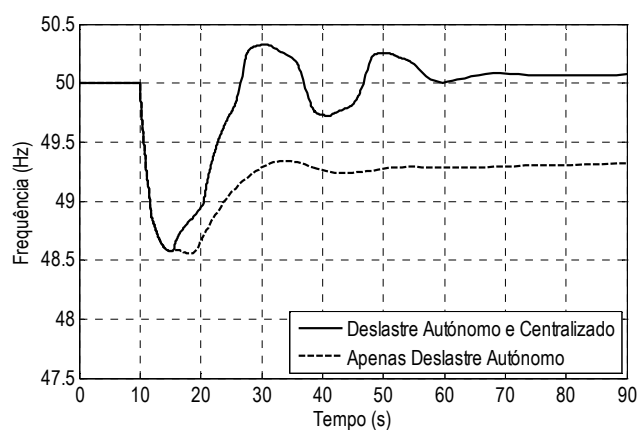


Figura 5.36 – Utilização do deslastre autónomo em conjunto com o centralizado

Esta abordagem permite obter o melhor dos dois tipos de deslastre referidos, conseguindo-se a rápida resposta da aproximação autónoma ao problema e a coordenação e integração nas funcionalidades do CAMC permitidas pela aproximação integrada e centralizada.

5.6 Influência dos Dispositivos de Armazenamento

Os dispositivos de armazenamento, pelo seu potencial para uma muito alta velocidade de resposta, podem ter uma grande influência no comportamento da MMG nos instantes que se seguem à ocorrência de perturbações com alguma gravidade.

Esta secção propõe-se a demonstrar o efeito que o dispositivo de armazenamento equipado com um VSI e instalado no barramento da subestação AT-MT pode ter na variação de frequência da MMG em estudo quando esta é isolada intempestivamente da rede a montante. Como foi referido na Secção 4.2.8, os elementos electrónicos associados aos dispositivos de armazenamento, e que possibilitam a ligação com a rede, permitem também que estes respondam às variações de frequência por intermédio de um controlador proporcional. Em todas as simulações realizadas até ao momento este encontrava-se activado, limitando a amplitude máxima das excursões de frequência. Agora, de modo a verificar a influência que este controlador tem na resposta da MMG, serão apresentadas simulações em que ele se encontrará desligado. Será, também, mostrado um cenário em que, ao contrário do que tem sido genericamente assumido, o dispositivo de armazenamento se encontra pouco carregado, esgotando as suas reservas de energia durante a simulação.

O cenário escolhido baseia-se no Cenário 3 (Secção 5.4.3) mas, de modo a evitar que a MMG entre em colapso após a separação da rede AT, optou-se por incrementar a produção do parque eólico DFIM para 5 MW (em vez de 4 MW), incrementando também o banco de condensadores do barramento MT em 0.5 MW de modo a manter o factor de potência na interligação aproximadamente no valor que se tinha anteriormente.

A figura seguinte (Figura 5.37) permite observar a comparação entre a resposta do sistema, com o controlo hierárquico desactivado, entre as três situações referidas para o dispositivo de armazenamento de 1 MW instalado no barramento de MT da subestação:

- Sem o controlo proporcional activado ($K_P = 0$);
- Com o controlo proporcional activado ($K_P = 50$);
- Com o controlo proporcional activado ($K_P = 50$), mas com a energia armazenada a apenas um terço da sua capacidade máxima.

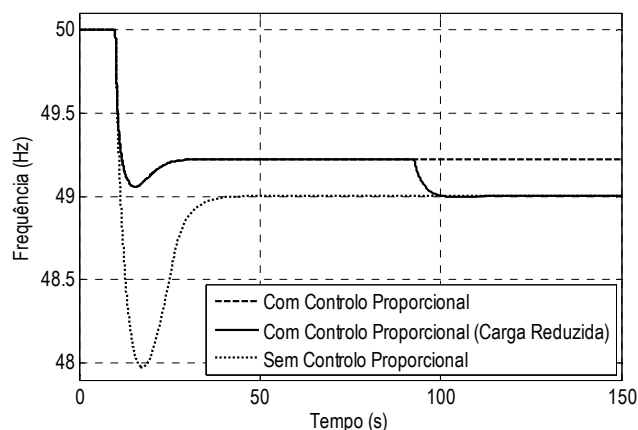


Figura 5.37 – Resposta da MMG para várias configurações de um dos dispositivos de armazenamento

Como se pode verificar, a excursão de frequência é muito maior no caso em que o controlo proporcional do VSI se encontra desactivado. No caso em que o dispositivo de armazenamento de energia se encontra pouco carregado, ele esgota-se antes de atingidos os 100 segundos de simulação, juntamente com o suporte que se encontrava a fornecer. Isto faz com que a frequência recue para cerca de 49 Hz. Esta queda de frequência, que neste caso é razoavelmente modesta, pode atingir grandes proporções no caso de uma MMG com elevada densidade de dispositivos de armazenamento.

Este facto salienta a importância de existir um sistema supervisor que permita a recuperação relativamente rápida da frequência para o valor nominal com o recurso às reservas existentes nas fontes de energia que não dependem do armazenamento de curto prazo. Deste modo, é possível retirar a maior vantagem do uso dos dispositivos de armazenamento, a sua velocidade de resposta, sem ter de lidar obrigatoriamente com a desvantagem que apresentam pelo facto de o recurso que disponibilizam se poder esgotar a muito curto prazo.

A Figura 5.38, apresentada a seguir, mostra as potências debitadas pelo VSI nas mesmas três situações já referidas. Como se vê, não é viável para um dispositivo com capacidade de armazenamento finita encontrar-se continuamente a debitar a potência de aproximadamente 0.6 MW que se observa na figura. Mesmo no caso de estar, no início da perturbação, com a energia armazenada no valor máximo, eventualmente esta irá esgotar-se e a rede irá sofrer uma redução abrupta de frequência.

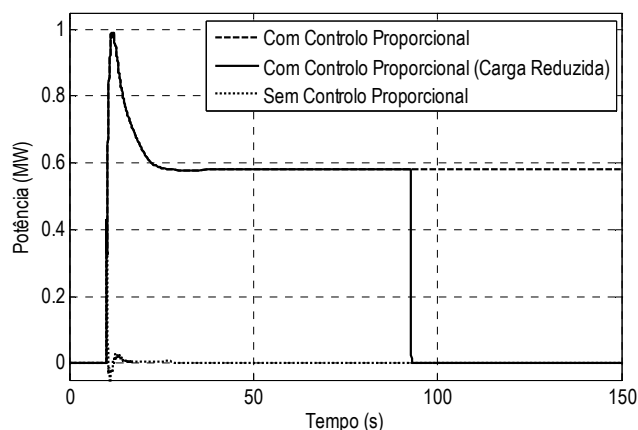


Figura 5.38 – Potência de saída do VSI para as várias configurações

Em todas as restantes simulações realizadas neste trabalho, o CAMC consegue assumir o papel de supervisor aqui referido, mobilizando as reservas disponíveis na rede sempre que necessário, quer ao nível da produção, quer ao nível do deslastre de cargas, conseguindo assim conduzir a frequência da rede para valores muito próximos do nominal antes que haja possibilidade de os dispositivos de armazenamento se esgotarem.

Estes resultados são um exemplo da grande relevância que os dispositivos de armazenamento podem assumir no funcionamento em rede isolada das MMG. Ilustram também, juntamente com os resultados das secções anteriores, a importância que pode ter a existência de uma coordenação de mais alto nível (o CAMC) para se conseguir retirar o maior partido da utilização destes dispositivos de armazenamento.

Os VSI acoplados a dispositivos de armazenamento, caso sejam controlados hierarquicamente e disponham de uma potência nominal relevante, poderão possibilitar ainda a redução dos volumes de deslastre. Isto será conseguido através da substituição das ordens de deslastre enviadas às cargas por ordens de incremento de produção enviadas para os VSI. Isto permitiria que a MMG suportasse desequilíbrios de produção/carga durante o tempo necessário para outras fontes conseguirem aumentar a sua potência gerada, tudo isto sem proceder a um deslastre tão grande quanto o que seria tradicionalmente necessário, com os benefícios que daí derivam para os consumidores.

5.7 Influência do Controlo de Frequência na Produção Distribuída

Apesar de tradicionalmente não ser habitual encontrar, na produção distribuída, unidades a participar autonomamente na regulação de frequência, algumas entidades já preconizam a adopção de elementos de controlo neste tipo de instalações que possibilitem a reacção a desvios de frequência e o apoio aos geradores convencionais quando ocorrem perturbações que provocam estes desvios. No caso concreto dos geradores eólicos, as modificações necessárias no sistema de controlo para acomodar estas funcionalidades foram referidas na Secção 4.2.9.4 [49, 133] e foram implementadas no modelo empregue

na plataforma de simulação em uso. Estas funcionalidades têm, neste caso, duas vertentes específicas que serão aqui testadas:

- Permitem que a turbina eólica simule a inércia que as máquinas síncronas apresentam em relação às variações de frequência da rede e que se encontra ausente, em geral, dos dispositivos equipados com conversores de electrónica de potência;
- Permitem que a turbina eólica responda de modo contínuo a variações de frequência, utilizando o controlo de *pitch* e a sua capacidade de reserva (que tem de ser previamente estabelecida) para procurar compensar quedas de frequência quando a rede opera em regime isolado ou até para o apoio à transição para regime isolado.

Nesta secção irá utilizar-se aproximadamente o mesmo cenário de transição para rede isolada já utilizado na secção anterior (Secção 5.6) para demonstrar o potencial que este sistema pode apresentar. A única diferença significativa é o facto de o parque eólico DFIM, o único onde o sistema estará a ser demonstrado, se encontrar a trabalhar abaixo das suas capacidades, extraíndo apenas 85% da potência do vento disponível de modo a ter reservas disponíveis para o controlo de frequência. Para que esta redução não conduzisse a uma modificação substancial no cenário, optou-se por incrementar a velocidade do vento de modo a compensar esta redução de 85%, pelo que o trânsito de potências na MMG não ficou alterado.

A figura seguinte (Figura 5.39) permite comparar os desvios de frequência sentidos pela MMG nos instantes seguintes ao seu isolamento da rede AT a montante para três casos distintos. Note-se que, uma vez mais, se manteve o sistema de controlo hierárquico desligado para melhor se observar a influência dos elementos a analisar.

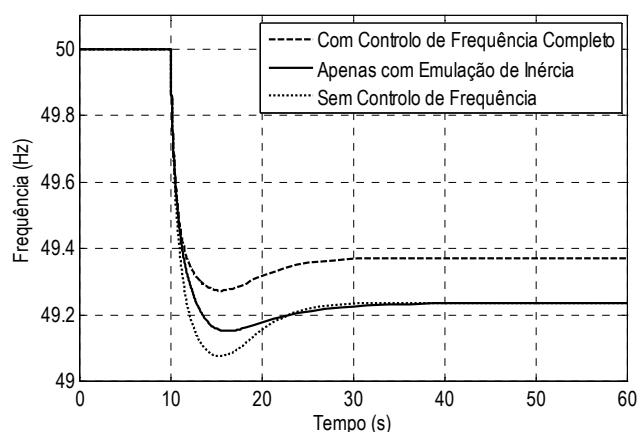


Figura 5.39 – Desvios de frequência com as três configurações do controlo do DFIM

No caso em que o controlo de frequência se encontra desligado, os ganhos proporcionais encontram-se a zero, tanto no simulador de inércia como no controlo de frequência associado ao

controlador de *pitch*. A resposta do DFIM é, assim, incipiente, pelo que este caso servirá de base de comparação.

De seguida, optou-se por ajustar o ganho K_{DI} do controlador proporcional do simulador de inércia para 15 (ver Secção 4.2.9.4). Verifica-se que esta alteração permite obter já uma pequena contribuição para a limitação da excursão inicial de frequência. Note-se que, apesar de a turbina eólica estar a reservar alguma da disponibilidade eólica, este tipo de actuação não faz uso desta reserva, recorrendo antes ao aproveitamento da energia cinética armazenada no rotor da máquina. Assim, esta injeção de potência extra, documentada na Figura 5.40, é feita à custa da redução da velocidade da máquina (Figura 5.41).

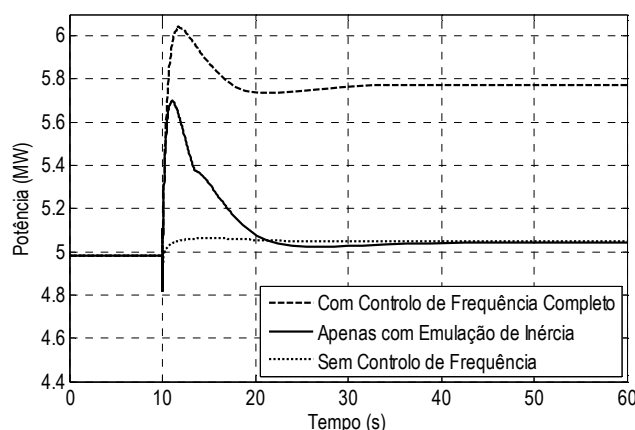


Figura 5.40 – Potências injectadas pelo DFIM para as três diferentes configurações

O passo seguinte foi a activação do controlo de frequência completo, mantendo a simulação da inércia e, adicionalmente, do controlador do ângulo de *pitch* das pás da turbina em resposta às variações de frequência. Para tal, ajustou-se o ganho K_{DP} deste controlador para 20 (ver Secção 4.2.9.4). Por já usar a reserva de potência previamente constituída, a velocidade tenderia a aumentar. No entanto, a actuação em simultâneo do emulador de inércia faz com que a velocidade não chegue a elevar-se e se limite a reduzir-se menos do que no caso anterior (Figura 5.41).

Constata-se ainda, observando a Figura 5.39, que este tipo de controlo é o único que permite uma contribuição de longo prazo para a limitação dos desvios de frequência. Isto era já esperado e é coerente com o facto de, ao contrário da reserva de energia cinética (muito limitada), a margem de reserva disponibilizada por se extrair apenas 85% da potência do vento é razoavelmente constante (desde que a velocidade do vento se mantenha dentro dos limites necessários).

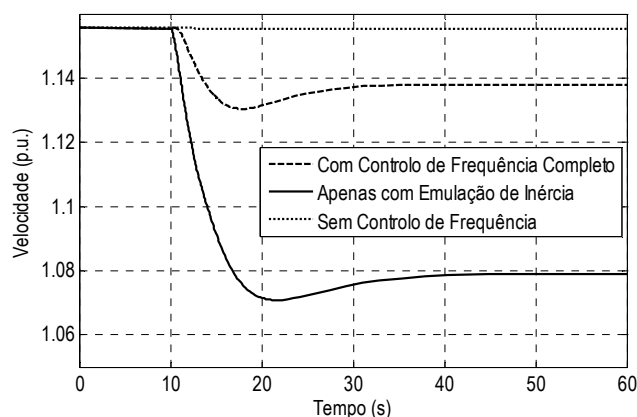


Figura 5.41 – Velocidades do DFIM para as três diferentes configurações

A margem de reserva (ou *deload*), é conseguida limitando a potência extraída do vento a uma parte da potência máxima. Isto conduz a uma perda de produção de energia eléctrica e a uma possível perda de rendimentos por parte da entidade que explora os aerogeradores. Seria pois interessante, mas fora do âmbito desta dissertação, determinar qual o *deload* óptimo para garantir um nível adequado de segurança da rede através do equilíbrio entre a maior produção (menor importação da rede a montante) e maiores níveis de reserva (melhor capacidade para responder à transição intempestiva para rede isolada).

5.8 Controlo Hierárquico e Controlo Descentralizado

É interessante realizar também uma comparação entre o sistema de controlo hierárquico proposto e uma alternativa totalmente descentralizada. Das opções sugeridas na Secção 3.6 (e que não serão as únicas existentes), apenas uma se afigura como realizável dentro das condicionantes deste trabalho e da plataforma de simulação implementada. Assim, optou-se por equipar algumas das fontes presentes no sistema com sistemas de controlo de potência do tipo isócrono de modo a que seja possível repor a frequência próximo do seu valor nominal após a ocorrência do isolamento da rede a montante. A tabela seguinte (Tabela 5.18) apresenta um sumário das fontes com capacidade de regulação de frequência que se considerou estarem presentes no sistema. O cenário adoptado foi, no essencial, o mesmo já utilizado na Secção 5.4.3 (Cenário 3), sendo que agora apenas estas fontes estarão responsáveis pelo controlo de frequência, já que o CAMC estará desactivado.

Tabela 5.18 – Distribuição inicial de potências na MMG e parâmetros para controlo descentralizado

Fonte	Potência Activa Gerada (MW)	Potência Nominal (MVA)	Tipo de Controlo	Parâmetros
HYDRO HYDROA HYDROA2	1.5 1.5 0.8	2.8 2.8 1.4	Proporcional-Integral	$R_p = 0.04$ (Estatismo Permanente) $K_I = 0.5$
CHP CHPA CHPA2	1.2 1.2 0.7	2.2 2.2 1.2	Proporcional-Integral (já tinham Proporcional)	$K_p = 25$ $K_I = 1$
VSI (um na MT mais um por cada micro-rede)	0	$1 + 13 \times 0.15$	(já tinha Proporcional)	$K_p = 50$
Microturbinas (2 por cada micro-rede urbana)	0.04	0.1	Proporcional-Integral	$K_p = 25$ $K_I = 2.5$
Diesel	0.9	1.5	(já tinha Proporcional-Integral)	$K_p = 1$ $K_I = 2.5$

Ao ocorrer o isolamento da rede a montante, todos estes dispositivos vão responder ao desvio de frequência que daí resulta, procurando corrigi-lo. Apenas aqueles que possuem controladores do tipo PI vão tentar corrigir o erro de frequência em regime permanente. A resposta do sistema, em comparação com a já obtida no Cenário 3 anterior, pode ser vista na Figura 5.42.

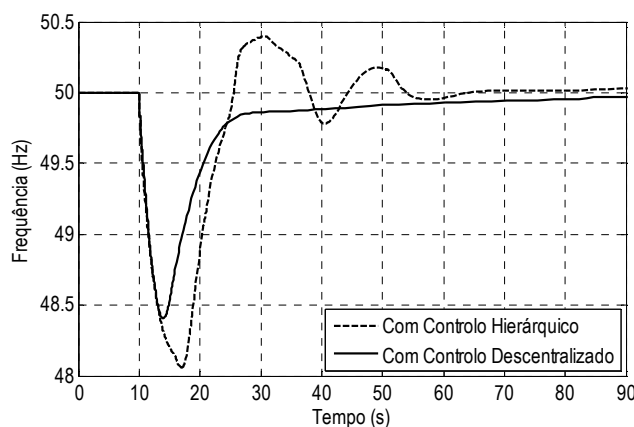


Figura 5.42 – Variação de frequência com controlo descentralizado

Por não ser expectável à partida que tal aconteça na prática [140], optou-se inicialmente por não incluir controladores PI nos grupos hídricos (equipados com máquinas assíncronas). No entanto, cedo se constatou que para uma efectiva comparação com o Cenário 3, era essencial que estes grupos tivessem a possibilidade de incrementar a sua produção muito mais do que aquilo que os controladores proporcionais podiam permitir (sem que fosse necessário aumentar o valor destes ganhos para além do razoável). Isto acontece porque, de outro modo, os restantes grupos atingiriam a sua produção máxima sem que a

frequência se aproximasse o suficiente do valor nominal (recorde-se que no Cenário 3, apresentado na Secção 5.4.3, os grupos hídricos viram a sua produção incrementada por ordem do CAMC).

Pode dizer-se que o comportamento do sistema sai, neste caso, um pouco melhorado pela utilização desta abordagem, em comparação com a utilização do sistema de controlo hierárquico. No entanto, uma vez que todos os dispositivos referidos podem iniciar a sua actuação instantaneamente e não se encontram limitados a esperar pelos comandos a receber do CAMC, seria expectável uma resposta significativamente mais rápida. Neste caso concreto isso não acontece porque, para além de as fontes manterem os seus tempos de resposta intrínsecos, é muito difícil ajustar os ganhos dos controladores isócronos das fontes de modo a otimizar a sua resposta sem que o sistema tenda a oscilar de um modo indesejável, como se pode observar na comparação apresentada como exemplo na Figura 5.43. Neste caso bastou aumentar um pouco o ganho integral dos grupos hídricos para 0.8 (encontravam-se em 0.5) para obter a oscilação muito mal amortecida que se observa. Resultados semelhantes poderiam ser obtidos com pequenas variações nos ganhos integrais dos grupos CHP.

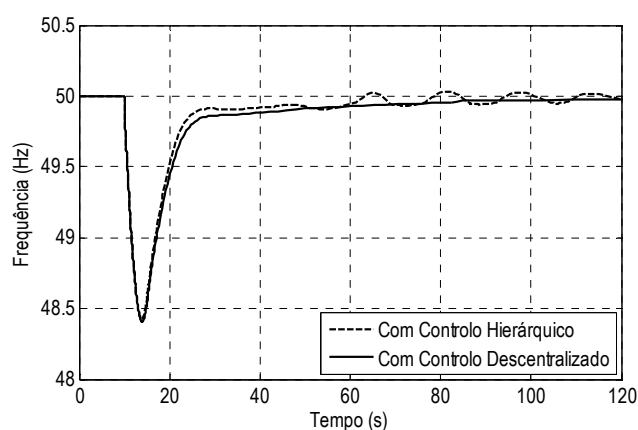


Figura 5.43 – Influência dos ganhos no desempenho do controlo descentralizado

Outra desvantagem deste método descentralizado é a falta de coordenação entre a participação individual de cada uma das fontes. Tal como referido em [85], as afinações locais dos parâmetros dos controladores e outras condicionantes que afectem a velocidade de resposta das máquinas irão alterar a velocidade de tomada de carga e o ponto de funcionamento em que elas finalmente estabilizarão. Não é, assim, fácil antever a alteração que sofrerá o ponto de operação de cada máquina, sendo ainda mais complicado gerir e acompanhar a evolução do estado global do sistema.

A Figura 5.44 mostra as potências de saída de um dos grupos hídricos e de um dos grupos CHP, assim como as variações de potência associadas a uma das micro-redes (controlada pelo MGCC1).

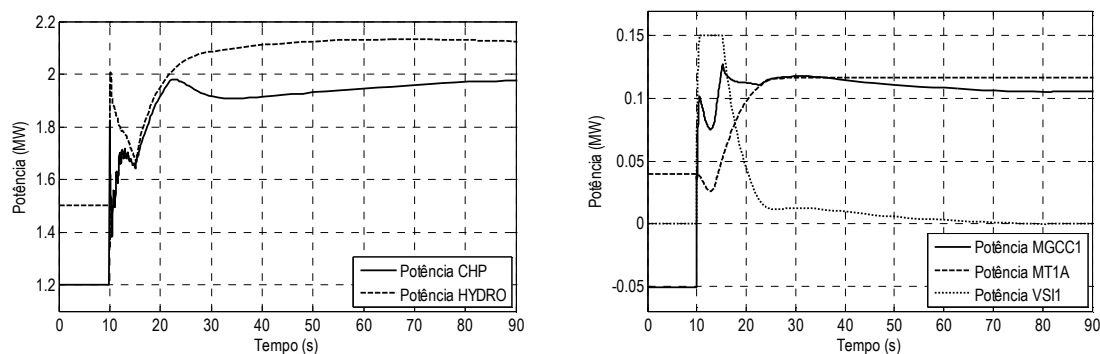


Figura 5.44 – Variações de potência das fontes no controlo descentralizado

Como se pode observar, a variação de potência no sentido de corrigir o erro de frequência é muito lenta. Para o caso da micro-rede, a variação da sua potência de saída traduz a influência conjunta de duas microturbinas (apenas uma é apresentada) e do VSI. A diferença para a potência real debitada explica-se pela existência de mais fontes constantes e ainda de carga dentro desta MG (Secção 5.4).

Os resultados apresentados não pretendem constituir por si só um estudo comparativo entre o controlo hierárquico aqui proposto e as alternativas mencionadas. No entanto, é importante ter noção das possíveis vantagens e desvantagens da utilização desta abordagem simples e completamente descentralizada. Um sistema Multi-Agentes do tipo do referido em [67, 84] para aplicação em micro-redes, tal como já sugerido na Secção 3.6 mas agora adaptado para um sistema maior, como uma MMG, poderá eventualmente conduzir a resultados mais interessantes. No entanto, a implementação de um sistema que permita simulações deste tipo encontra-se fora do âmbito deste trabalho.

5.9 Conclusões

Este capítulo pretendeu demonstrar as potencialidades da arquitectura da Multi-Micro-Rede (Capítulo 3) e do sistema de controlo hierárquico proposto (Capítulo 4) para a operação em cenários diversos, podendo abranger o funcionamento normal e o funcionamento em modo de emergência.

Uma vez que o âmbito deste trabalho privilegia o controlo de frequência e uma das tarefas mais árduas que pode caber à entidade gestora da MMG (o CAMC) é garantir a transição para funcionamento em rede isolada na maior diversidade possível de cenários, optou-se por focalizar as simulações realizadas na resposta da MMG a esta transição.

No entanto, começou-se por uma rápida passagem inicial pelo funcionamento da MMG quando interligada com a rede AT a montante, onde se verifica que o CAMC consegue cumprir o seu papel de ligação entre o DMS e os elementos que compõem a MMG, conseguindo-se controlar sistemas de distribuição com elevadas penetrações de microprodução de um modo transparente e simplificado.

Todos os cenários seguintes abordaram o funcionamento da MMG após a transição para rede isolada. O Cenário 3 é a principal montra e o mais explorado, por ser o mais exigente e mais interessante.

Aí, verificou-se o sucesso do funcionamento do sistema de controlo hierárquico e o modo como os critérios escolhidos podem ser aplicados à distribuição de potências entre fontes. Para este nível de importação, e com os tipos de produção existentes nesta rede de teste, o papel de um agente supervisor e gestor (que neste caso é o CAMC) começa a tornar-se essencial para garantir a estabilidade da MMG, uma vez que muitas das fontes não dispõem de sistemas de regulação própria e os níveis de reserva tendem a ser reduzidos.

Ainda no contexto do sistema de controlo hierárquico, foi abordada a questão da inclusão do deslastre na lista de tarefas a assumir pelo CAMC. Verificou-se que, apesar de ser consideravelmente mais lento do que o deslastre tradicional (autónomo), a sua utilização pelo CAMC permite colmatar falhas ao nível da existência de reservas na MMG que a impeçam de operar convenientemente em rede isolada. O CAMC pode ainda proceder à religação faseada de cargas assim que o nível de reservas e a estabilidade de frequência da MMG o permitam.

Por fim, e de modo a ilustrar algumas das opções tecnológicas que foram integradas nos modelos desenvolvidos para este trabalho, procurou-se exemplificar a influência que estas podem apresentar para o comportamento do sistema, mais uma vez no que diz respeito à variação de frequência que se segue ao isolamento da MMG. Foram alvos desta demonstração os dispositivos de armazenamento equipados com VSI e os parques eólicos equipados com o modelo mais completo do DFIM.

Os capítulos seguintes apresentarão outros tipos de funcionalidades que poderão ser integradas no CAMC para além do sistema de controlo hierárquico aqui demonstrado, direccionado principalmente para o controlo coordenado de frequência.

Capítulo 6 – Análise de Segurança Dinâmica

6.1 Introdução

Como se pode depreender dos resultados apresentados no Capítulo 5, a transição para funcionamento em rede isolada tem sido considerada uma das funções mais críticas que a MMG pode ser chamada a desempenhar. O sucesso desta transição depende, em larga medida, da disponibilidade de reservas de potência existentes na MMG (em termos de volume e velocidade de resposta) e também da possibilidade para proceder a acções de deslastre se tal for essencial para equilibrar a carga e a produção.

O papel do CAMC, tal como considerado até ao momento neste contexto, tem sido apenas reactivo, respondendo a variações de frequência e respondendo de acordo com a amplitude das suas variações. A localização do CAMC permitir-lhe-ia, no entanto, actuar de modo diferenciado no caso de contingências deste tipo, potenciando uma melhor qualidade de resposta:

- O facto de se encontrar localizado na subestação AT-MT permite-lhe detectar o isolamento da rede AT a montante imediatamente e não apenas indirectamente (através do desvio de frequência, por exemplo);
- O controlo que o CAMC pode exercer sobre a MMG permitir-lhe-ia actuar (de um modo preventivo, ou quase preventivo) para limitar as perturbações originadas pelo isolamento da rede a montante;
- O acesso que o CAMC tem a informação actualizada sobre a rede e a sistemas computacionais com maior capacidade pode permitir-lhe determinar as condições actuais de funcionamento da MMG, caracterizando-as como seguras ou inseguras face a uma futura contingência e prevendo, inclusivamente, a extensão das perturbações provocadas por estas contingências.

No entanto, a disponibilidade das funções, tal como introduzidas no parágrafo anterior, requer idealmente que a avaliação das condições de operação da MMG seja efectuada em tempo real. A abordagem mais tradicional, tal como apresentada no Capítulo 5, apoiada em plataformas de simulação e na resolução de sistemas de equações diferenciais, é computacionalmente pesada e demasiado demorada para este fim. Assim, a utilização de ferramentas baseadas em sistemas de Aprendizagem Automática (AA) surge como uma abordagem alternativa, pelos bons resultados que tem demonstrado conseguir em situações que apresentam algum paralelo com a aqui apresentada [5, 141, 142].

A ferramenta assim desenvolvida, localizando-se no CAMC e com base em dados disponíveis neste, deve ser capaz de determinar em tempo real o seguinte:

- O estado de segurança da rede, sendo este definido como seguro quando consiste num ponto de funcionamento a partir do qual a transição para rede isolada pode ocorrer sem perturbações excessivas na frequência da MMG e sem necessidade de intervenção preventiva (ou reactiva de curto prazo) do CAMC;

- As acções de intervenção preventiva (ou reactiva de curto prazo) do CAMC, sendo estas últimas definidas como as acções tomadas como resposta imediata ao isolamento da rede a montante, sem esperar pela determinação de valores de desvio de frequência.

Neste capítulo irá mostrar-se como um sistema deste tipo, baseado na AA, permite identificar as condições de operação da MMG e potenciar uma melhor utilização dos recursos disponíveis para aplicação em caso de transições não programadas para funcionamento em rede isolada, nomeadamente ao nível do deslastre de cargas.

6.2 Critérios de Segurança

Para avaliar se uma MMG se pode considerar segura ou insegura do ponto de vista da sobrevivência à transição para a operação em rede isolada, não basta pesar a carga que é necessário alimentar e a potência que se pode produzir, verificando se o equilíbrio é possível de atingir. Tendo em conta que a rede pode responder às perturbações de formas muito complexas (combinando o deslastre com o aumento de produção de fontes distintas e, ainda, com a injeção quase instantânea de potência proveniente dos sistemas de armazenamento de energia acoplados aos VSI) a melhor maneira de verificar se uma dada MMG consegue sobreviver à transição para rede isolada num dado cenário é através da sua simulação dinâmica [5]. Esta simulação, partindo de um determinado cenário, permite extrair um critério com o qual seja possível relacionar a robustez da MMG em relação a uma dada situação.

O critério de robustez que foi utilizado em [5] para as micro-redes, baseado na importância que os dispositivos de armazenamento aí tinham, não é aqui tão relevante uma vez que se assume que a MMG contém máquinas síncronas com capacidade de regulação de frequência e também outra produção com um volume bastante maior do que aquele apresentado pelos dispositivos de armazenamento. Por esta razão, o critério a adoptar aqui será baseado no desvio de frequência, determinando-se o valor do desvio máximo que ocorre numa determinada janela temporal após o isolamento da rede a montante:

$\Delta f_{\max}$ [Hz ou p.u.] – amplitude máxima do desvio de frequência após o isolamento da rede de AT a montante;

$T_{\max}$ [s] – janela temporal após o isolamento durante a qual o valor da frequência é avaliada.

Este desvio de frequência determinado por simulação vai ter, no contexto deste trabalho, duas aplicações fundamentais:

- Estimar o nível de segurança do cenário existente no momento da separação entre a MMG e a rede AT a montante;
- Determinar as acções de controlo a tomar no futuro para procurar limitar a amplitude da excursão de frequência, quando o CAMC se deparar com um cenário semelhante.

6.3 Integração nas Funcionalidades do CAMC

Como foi já referido, a avaliação de segurança das MMG pode ter uma grande importância na sua operação. O sistema de análise de segurança dinâmica, segundo a abordagem aqui apresentada, ficará integrado no CAMC e pode ter duas vertentes:

- Classificação (separação dos cenários em seguros/inseguros de acordo com o critério de segurança já discutido);
- Previsão de comportamento (ou estimação do valor do desvio de frequência subsequente ao isolamento da rede AT a montante).

O problema da classificação surgiu inicialmente da necessidade de determinar a capacidade de sobrevivência do sistema ao isolamento da rede a montante. Concisamente, seriam considerados seguros os cenários que conduzam à sobrevivência da MMG ao isolamento intempestivo sem, no entanto, o desvio de frequência máximo ultrapassar um determinado valor pré-definido, escolhido por se assumir passível de provocar perturbações graves na rede.

No entanto, a classificação do estado do sistema numa de duas categorias tem uma aplicação prática muito limitada. Uma abordagem alternativa, utilizando a previsão do valor do desvio de frequência, permite outro tipo de utilização, com mais relevância para o uso em causa. Com efeito, constata-se que a determinação precisa do nível de segurança com que o sistema se encontra a operar pode ter uma importância muito grande, uma vez que apresenta o potencial para ser utilizado de diversas maneiras em caso de isolamento intempestivo da MMG:

1. Permite antecipar as acções de deslastre a tomar;
2. Permite antecipar as acções de controlo a efectuar sobre os sistemas produção de energia;
3. Permite executar acções de controlo preventivo, com o fim de elevar a segurança da rede, se tal for desejado (contribuindo, de certo modo, para uma eficaz gestão de reservas).

Destas três possibilidades, a primeira é a que será abordada em mais detalhe neste trabalho. A segunda, dado controlar a actuação sobre dispositivos de resposta significativamente mais lenta do que a do deslastre de cargas, não terá provavelmente um impacto tão relevante no comportamento do sistema face a perturbações como as aqui consideradas. A terceira, por se encontrar no âmbito da gestão de reservas, não se enquadra no conjunto de trabalhos que se pretende desenvolver.

Assim, o CAMC vai procurar identificar continuamente o grau de segurança com que a MMG está a operar, caracterizado, como foi já referido, pelo máximo desvio de frequência $\Delta f_{\max}$ que é expectável atingir nos instantes a seguir à transição para rede isolada. Utilizando este $\Delta f_{\max}$, é estimado o valor do deslastre adequado à manutenção do desvio de frequência dentro dos valores determinados, isto no caso de ocorrer o isolamento da rede a montante. São escolhidas várias combinações de cargas a deslastrar de modo a que, no momento em que o sistema precisar de actuar, não procure desligar cargas já inexistentes (desligadas).

O CAMC, tendo a todo o momento a informação necessária sobre o modo como deverá reagir, pode comportar-se do modo já descrito no Capítulo 5 no que respeita ao funcionamento em rede interligada. No entanto, ao detectar o isolamento da rede a montante (o que pode ser feito quase instantaneamente, dada a sua localização), o CAMC ordena imediatamente o deslastre das cargas que previamente tinha determinado.

Após a actuação deste sistema, o controlo é passado de novo para o sistema de controlo hierárquico já demonstrado, que se encarregará de guiar a MMG durante o período de tempo em que esta se encontra a funcionar em regime isolado.

O fluxograma apresentado a seguir (Figura 6.1) ilustra os procedimentos que acabaram de ser descritos.

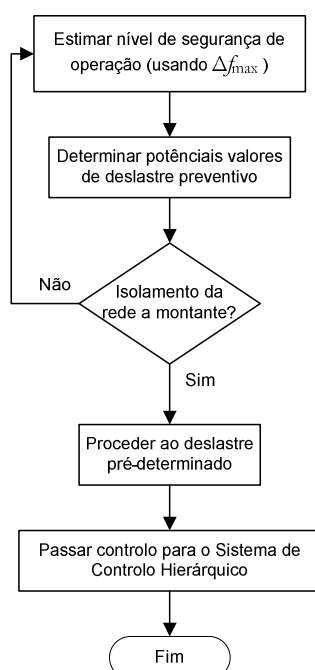


Figura 6.1 – Utilização da estimação do nível de segurança integrada no CAMC

Este modo de actuar tem a vantagem clara de não ser necessário esperar pela variação de frequência para verificar se é necessário proceder ao deslastre. No entanto, para se aproveitar realmente esta vantagem, alguns pontos têm de ser esclarecidos:

- O tempo de amostragem ($T_{amostragem}$), para este efeito, não pode ser considerado, tendo que se assumir que o CAMC actua tão rapidamente quanto lhe é possível e que envia os comandos para o deslastre também de um modo independente do $T_{amostragem}$ estabelecido;
- No seguimento do ponto anterior, vem que a avaliação do nível de segurança e a previsão do desvio de frequência (e, consequentemente, do deslastre) têm de ser feitos praticamente em tempo real, o que não se pode considerar prático de realizar recorrendo aos métodos tradicionais de simulação, dada a complexidade do sistema.

Daqui resulta, de um modo natural, que métodos baseados em técnicas de AA (Aprendizagem Automática) podem fornecer um contributo muito importante para a resolução deste problema, permitindo a implementação desta metodologia no CAMC e o consequente aumento da robustez das transições das MMG para funcionamento em rede isolada. Como foi referido, métodos desta índole, explorando técnicas tais como as redes neuronais artificiais ou as árvores de decisão, têm vindo já a ser explorados [5, 141-143]. Em regra, estes métodos baseiam-se no processamento prévio de um elevado volume de dados gerado anteriormente através da simulação sucessiva de múltiplos possíveis cenários de funcionamento do sistema em estudo.

Nas secções seguintes serão discutidas as escolhas feitas em relação aos métodos a utilizar e ao procedimento seguido para a sua implementação neste trabalho.

6.4 Tipos de Redes Neuronais Utilizadas

Como foi já referido, neste trabalho pretende-se, com a análise de segurança dinâmica, obter dois tipos de resultados:

- Problema de Classificação: determinar se o ponto de funcionamento da MMG é seguro ou inseguro;
- Problema de Previsão de Comportamento: prever o valor do desvio de frequência subsequente ao isolamento da rede AT a montante.

Apesar de haver uma óbvia correlação entre estes dois problemas, não se quis deixar de referir sucintamente a aproximação que pode ser seguida para a resolução do problema de classificação.

Está bem estabelecido na literatura que as redes neuronais são um dos métodos de aprendizagem automática que pode ser utilizado para resolver qualquer um destes problemas [144]. Em ambos os casos, o processo a seguir implica a passagem pelas seguintes etapas:

- Geração de um grande volume de dados representativo do comportamento dinâmico da MMG para uma dada perturbação (a transição para funcionamento em rede isolada, neste caso);
- Treino e avaliação de desempenho das redes neuronais de modo a permitir concretizar a classificação do sistema e/ou prever o valor da excursão de frequência com base em variáveis recolhidas antes da ocorrência da perturbação;
- Utilização eventual das estruturas já treinadas de modo a permitir a actuação preventiva ou a muito curto prazo, possibilitando a sobrevivência da MMG a cenários menos favoráveis de transição para funcionamento em rede isolada.

Para a resolução dos problemas de classificação e previsão, foi usado sensivelmente o mesmo conjunto de dados, mas com a diferença significativa de a variável a estimar ser discreta no primeiro caso e contínua no segundo.

Nas secções seguintes ir-se-á descrever o método utilizado para prever o comportamento da MMG nos instantes que se seguem ao isolamento da rede a montante. Por ser o fulcro de grande parte do trabalho, começar-se-á por uma breve descrição da estrutura genérica de uma rede neuronal artificial.

6.4.1 Redes Neurais Artificiais

As redes neurais artificiais (ANN – *Artificial Neural Network*, na literatura anglo saxónica) são constituídas por unidades elementares, intrincadamente ligadas, que operam em paralelo procurando replicar o funcionamento de entidades biológicas, como o cérebro, devendo a estas o seu nome [144].

As ANN têm uma gama de aplicações imensamente vasta, sendo que neste caso concreto o que mais interessa é a sua capacidade para resolver problemas de regressão, determinando uma (ou mais) variáveis de saída com base num conjunto de variáveis de entrada.

A unidade elementar de uma ANN (um neurónio) encontra-se representada na Figura 6.2.

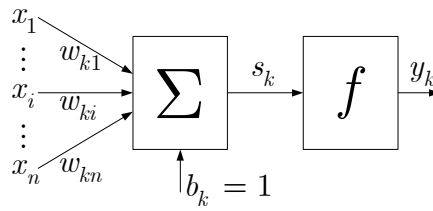


Figura 6.2 – Estrutura típica de uma unidade elementar k de uma ANN [142]

Esta unidade elementar aplica um conjunto de operações elementares às variáveis de entrada, começando por realizar a sua soma pesada e a posterior adição de um parâmetro de polarização b_k (*bias*, segundo a literatura anglo-saxónica).

$$s_k = b_k + \sum_{i=1}^k w_{ki} \times x_i \quad (6.1)$$

Os pesos w_{ki} aqui presentes traduzem o peso da ligação entre uma determinada variável de entrada i e uma unidade elementar k .

Para se obter a saída da unidade é ainda utilizada uma função de activação:

$$y_k = f_k(s_k) \quad (6.2)$$

Esta função de activação pode assumir diversas formas, mas as mais comuns são:

$$f(x) = \tanh(x) = \frac{e^x - e^{-x}}{e^x + e^{-x}} \quad (6.3)$$

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}} \quad (6.4)$$

$$f(x) = x \quad (6.5)$$

Cada uma destas funções de activação (Figura 6.3) tem as suas características particulares. Uma das mais importantes prende-se com a gama de valores pretendidos para a saída, pelo que neste exemplo de aplicação concreto a função de activação representada por (6.4), tendo limites entre 0 e 1, afigura-se adequada. Esta afirmação justifica-se pelo facto de não ter sido simulada a actuação do sistema em casos em que seria necessário cortar produção, pelo que não é uma vantagem poder dispor à saída de valores de sinal negativo.

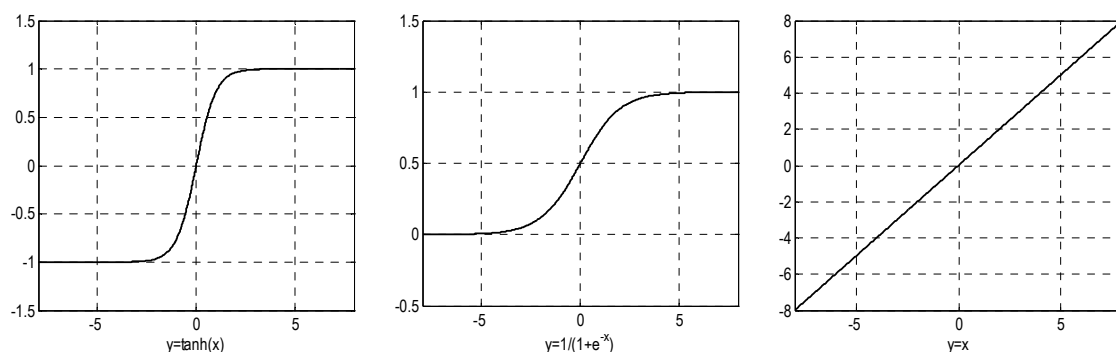


Figura 6.3 – Funções de activação de uso mais comum em ANN

6.4.1.1 Redes Neurais *Feed-forward*

Um modo comum de interligar estas unidades elementares é denominado de MLP (*Multiple Layer Perceptron*, na literatura em língua inglesa). Particularizando um pouco mais, fazendo com que cada camada receba como entrada apenas as saídas da camada anterior, obtém-se a estrutura que normalmente se designa, na literatura anglo-saxónica, por *multilayer feed-forward network*, cuja representação esquemática pode ser vista na Figura 6.4, para o caso em que existe apenas uma única camada escondida com um número arbitrário de elementos, m elementos de saída e n variáveis de entrada.

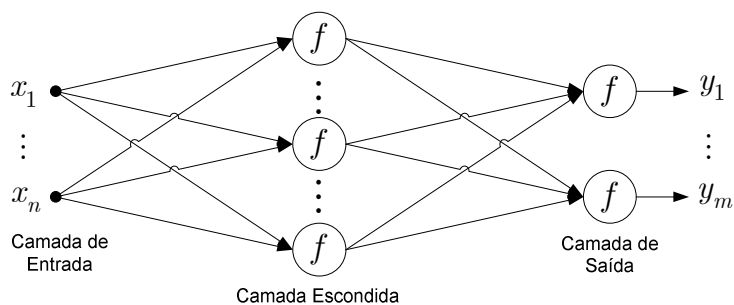


Figura 6.4 – Estrutura típica de uma ANN do tipo MLP (*feed-forward*)

O número de camadas de escondidas e o número de elementos (neurónios) que as constituem são parâmetros que é necessário definir antes do início do processo de treino. As camadas de entrada e de saída, pelo contrário, são em larga medida função do problema que se pretende resolver¹ e não estão sujeitas à arbitrariedade na definição de parâmetros que se pode considerar existir no caso das camadas escondidas. Para estas últimas, é possível identificar processos heurísticos para procurar encontrar a melhor estrutura para a ANN [141]. No trabalho aqui apresentado, no entanto, dado apenas se pretender obter uma solução suficiente para provar o conceito em análise, optou-se por uma abordagem por tentativa e erro para se conseguir obter da ANN o desempenho adequado ao objectivo em causa.

É possível demonstrar que uma ANN com uma única camada escondida permite aproximar uma qualquer função contínua com a precisão desejada desde que tenha um número adequado de neurónios [144]. Não é comum, no entanto, usar mais do que duas camadas escondidas [142]. Há que ter em atenção que o número de unidades nestas camadas tem uma importância fundamental para o desempenho da ANN: se o número for insuficiente, a ANN não consegue aproximar a função desejada correctamente e, se o número for excessivo, a ANN perde capacidade de generalização (dizendo-se, por vezes, que decora os valores da função a aproximar).

6.4.1.2 Treino das Redes Neurais

O treino das redes neurais consiste na determinação dos parâmetros que conduzem a que a ANN consiga, de um modo consistente, produzir as saídas desejadas para um determinado conjunto de valores de entrada. Estes parâmetros (pesos e polarizações) são determinados com base num conjunto de dados previamente coligidos e que representam a resposta que se pretende que a ANN tenha para alguns pontos bem definidos. Para estes, é resolvido um problema de optimização em que a saída da ANN é

¹ Por exemplo, na aplicação que é feita neste trabalho a camada de saída contém um único elemento uma vez que apenas se pretende estimar um único parâmetro: o desvio de frequência ou, em alternativa, a classificação seguro/inseguro do cenário de operação da MMG.

comparada com o valor real (valor-alvo), sendo o erro utilizado para ajustar os parâmetros e minimizar o desvio entre o valor-alvo e a saída obtida da ANN, tal como apresentado na Figura 6.5.

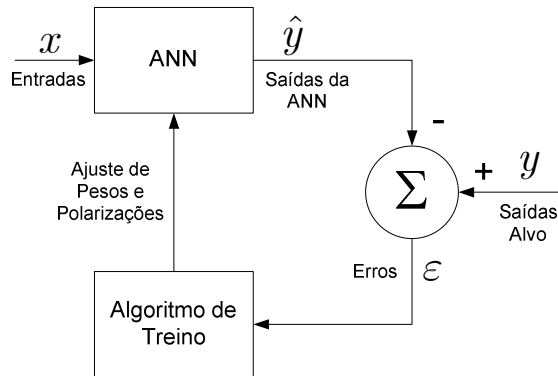


Figura 6.5 – Sistema geral de treino das ANN

O treino é realizado utilizando dados (conjuntos de entradas e saídas) obtidos previamente para este efeito e que se presume poderem ser considerados representativos da função que se pretende replicar com a ANN. Estes dados destinados ao treino da ANN são divididos em conjuntos:

- Conjunto de treino: dados usados efectivamente para ajuste de parâmetros;
- Conjunto de validação: avaliação de desempenho do processo de treino;
- Conjunto de teste (facultativo): para teste da capacidade de generalização da ANN, permitindo a paragem antecipada do treino (para evitar o que se designa habitualmente por *overfitting*, na literatura em língua inglesa).

O critério normal de paragem do treino da ANN utiliza uma das seguintes condições:

- A amplitude do gradiente do erro de validação é inferior a um determinado valor;
- O erro de validação sofre um determinado número de aumentos em iterações consecutivas.

O primeiro método que foi proposto para treinar ANN baseia-se numa técnica de gradiente descendente, na qual o valor dos parâmetros vai sendo sucessivamente alterado na direcção negativa do gradiente definido pelo conjunto de derivadas parciais do erro de previsão (E) da ANN em relação a cada um dos parâmetros (p). Isto pode ser descrito pela seguinte expressão [142]:

$$p_{k+1} = p_k - \underbrace{\eta_p \frac{\partial E}{\partial p}}_{\Delta p_k} \quad (6.6)$$

Esta expressão define a actualização dos parâmetros p na iteração $k+1$ face à iteração k , com uma taxa de aprendizagem definida por η_p . O índice numérico habitualmente utilizado para representar o

desempenho de uma ANN é o erro médio quadrático (MSE – *Mean Square Error*, na literatura em língua inglesa) e é dado pela expressão seguinte, onde N representa o número de exemplos de teste.

$$E = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (6.7)$$

A técnica do gradiente descendente pode ser implementada de uma das seguintes maneiras, que diferem no instante no tempo em que ocorre a actualização dos parâmetros da ANN:

- Modo incremental: os parâmetros são actualizados após a determinação do erro para cada exemplo do conjunto de treino;
- Modo de conjunto (ou *batch*, na literatura anglo-saxónica): os parâmetros são actualizados com base no erro de previsão determinado para o conjunto de treino na sua globalidade.

Assim, uma iteração do processo de treino pode também ser definida de duas maneiras, correspondentes aos modos de fornecer os dados ao processo de treino agora descritos. Independentemente de o treino ser feito incrementalmente ou em *batch*, diz-se que se completou uma época do processo iterativo de cada vez que são utilizados todos os exemplos do conjunto de treino.

Para determinar os parâmetros da ANN é necessário determinar as derivadas do erro de previsão em relação a cada parâmetro da ANN ($\partial E / \partial p$). Este cálculo é feito recorrendo a uma técnica denominada de retropropagação (*backpropagation*, na literatura anglo-saxónica) sendo que as ANN do tipo MLP treinadas com recurso a este procedimento são das mais usadas actualmente [144]¹. Esta técnica surgiu precisamente da necessidade de treinar ANN com camadas escondidas e retira o seu nome do facto de o procedimento de cálculo se propagar na ANN da última camada (de saída) para a primeira (de entrada).

Existem diversas variantes da metodologia básica apoiada na técnica do gradiente descendente aqui descrita. Estes algoritmos, muitos deles incluídos na *Neural Network Toolbox* [145], que faz parte do *MATLAB* (a ferramenta utilizada neste trabalho), apresentam geralmente as seguintes vantagens adicionais:

- São concebidos de modo a acelerar a convergência do processo iterativo (o que conduz normalmente à redução dos tempos de treino);
- Conseguem normalmente obter bons resultados sem haver necessidade de um ajuste crítico dos parâmetros de treino.

¹ Num sentido mais estrito, retropropagação refere-se ao método de cálculo das derivadas do erro de previsão em relação a cada parâmetro da ANN ($\partial E / \partial p$). No entanto, o termo é já amplamente utilizado para descrever o algoritmo de gradiente descendente para treino de ANN que utiliza a retropropagação.

Relativamente a este último ponto, interessa salientar a importância que estes parâmetros podem ter na aplicação do algoritmo de treino descrito. Tome-se, como exemplo, o caso da taxa de aprendizagem η_p . Se esta tiver um valor demasiado elevado, o algoritmo poderá ficar instável, ao passo que a velocidade de convergência poderá vir substancialmente reduzida se for usado um valor muito pequeno.

Uma vez que não se pretende, neste trabalho, proceder ao estudo do desempenho das ANN nem dos seus métodos de treino, optou-se por utilizar as soluções já disponíveis na ferramenta em uso (*Neural Network Toolbox*). Evitam-se assim demoradas implementações de algoritmos e utilizam-se opções de reconhecida qualidade. Optou-se pela utilização do algoritmo de treino Levenberg-Marquardt uma vez que é descrito como sendo habitualmente o método de treino mais rápido e também por ser pouco sensível à escolha inicial dos parâmetros de treino (por exemplo, a já referida taxa de aprendizagem η_p) [145, 146]. Foram, no entanto, feitas também algumas experiências adicionais com uma variante que utiliza um procedimento denominado *Bayesian regularization* (no original em língua inglesa) [145, 147], com o propósito de melhorar a capacidade de generalização da ANN.

6.4.2 Aplicação ao Problema de Classificação

Para aplicação ao problema de classificação existem vários métodos que podem ser aplicados. Entre estes incluem-se os seguintes [148]:

- Redes neuronais probabilísticas (PNN – *Probabilistic Neural Networks*) [149];
- Redes neuronais LVQ (*Learning Vector Quantization*, na literatura anglo-saxónica) [150];
- Redes neuronais *feed-forward* (FF) com a saída arredondada ao inteiro mais próximo;
- *Support Vector Machines* – não estritamente um tipo de rede neuronal, mas considerado um muito bom classificador em muitas aplicações [151].

Uma vez que se desconhecia à partida qual a abordagem que conduziria ao melhor desempenho e dado que, por se utilizar a *Neural Network Toolbox* do *MATLAB*, não há lugar a demoradas implementações de algoritmos, optou-se por testar estes métodos de um modo sumário. Este teste permitiu que fosse identificado um método suficientemente bom para a aplicação em causa. Optou-se, assim, por utilizar redes neuronais FF pelas seguintes razões:

- Foram as que melhores resultados obtiveram nos testes simples realizados;
- São também referidas na literatura da especialidade como muito usadas e apresentando bons resultados numa grande variedade de aplicações [152];
- A implementação base seria bastante semelhante, tanto para o problema de classificação como para o de previsão.

Para a utilização das ANN do tipo FF nesta aplicação concreta é necessário determinar o grau de segurança da rede. Este é obtido a partir da comparação do valor de $\Delta f_{\max}$ (obtido como descrito na

Secção 6.2) com o valor de Δf_{lim} . A rede é considerada insegura caso o valor absoluto de Δf_{max} ultrapasse o limite Δf_{lim} previamente determinado (6.8).

$$|\Delta f_{\text{max}}| > \Delta f_{\text{lim}} \Rightarrow \text{rede insegura} \quad (6.8)$$

Note-se que o conjunto de dados utilizado é o mesmo para todos os métodos experimentados ou efectivamente utilizados, incluindo a ANN do tipo FF utilizada para a previsão do desvio de frequência. Exceptua-se, como é claro, o valor referente à caracterização da rede como segura ou insegura. Ao contrário do problema de previsão, em que se pretende uma saída da ANN contínua, aqui a saída deverá, idealmente, ser binária:

- Cenário de operação **seguro**: saída “1”
- Cenário de operação **inseguro**: saída “0”

É este tipo de valores que será fornecido para treino da ANN. No entanto, à saída irão obter-se valores numa gama contínua que terá forçosamente de ser convertida (por arredondamento, por exemplo).

6.5 Aplicação à MMG

A aplicação da análise de segurança dinâmica à MMG seria inútil se, ao contrário do que foi já referido na Secção 6.3, não houvesse uma integração nas funcionalidades do CAMC.

Esta integração, que implica todo um processo de encapsulamento do sistema de modo a torná-lo de uso o mais transparente possível, envolve um conjunto de etapas que se iniciam com a escolha da arquitectura da rede neuronal artificial e o seu subsequente treino e avaliação de desempenho.

Por si só, este procedimento não traria nenhuma mais-valia para a operação da MMG, pelo que posteriormente é necessário colocar a rede neuronal, já treinada, em prática.

Esta Secção 6.5 trata da descrição de todos estes temas, antes da sua exemplificação no caso de estudo apresentado na Secção 6.6.

6.5.1 Geração do Conjunto de Dados

De modo a conseguir programar a rede neuronal, é necessário gerar previamente o conjunto de dados que vão ser utilizados para esse efeito. Isto é conseguido recorrendo a simulações computacionais realizadas por intermédio da plataforma já utilizada no Capítulo 5. Estas simulações procuram incluir, idealmente, todos os regimes de funcionamento passíveis de ser encontrados e são realizadas após ser calculado e validado o trânsito de potências correspondente.

A geração de dados envolve, mais uma vez, a utilização conjunta do *Eurostag* e do *MATLAB*. De modo a conseguir automatizar o processo iterativo e repetitivo de simulação foi necessário recorrer a uma linguagem de programação adicional¹.

Estes passos estão apresentados esquematicamente na Figura 6.6 e serão descritos em mais detalhe nas secções seguintes.

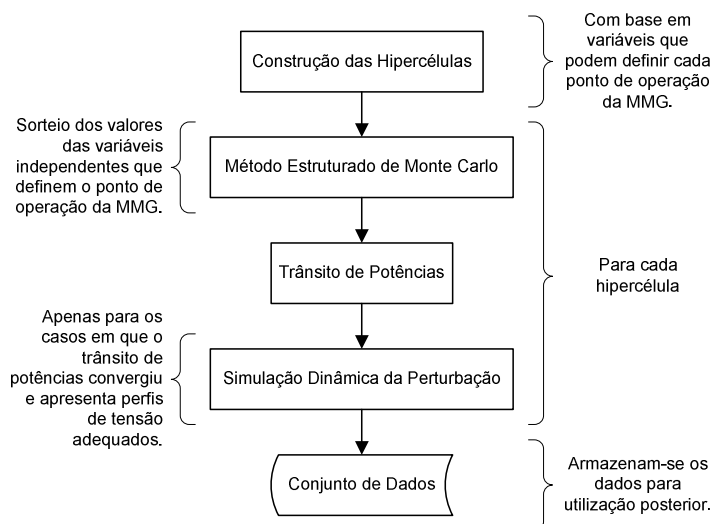


Figura 6.6 – Procedimento automático de geração do conjunto de dados

6.5.1.1 Construção das Hipercélulas

Idealmente, o conjunto de dados utilizado para o treino da rede neuronal deveria abranger exemplos significativos de todos os pontos de funcionamento em que seria possível encontrar a MMG antes da ocorrência do isolamento da rede a montante. Assim, poderia esperar-se aumentar o grau de certeza da previsão obtida pela rede neuronal. No entanto, os limites impostos pela diversidade de cenários que podem existir e pela duração de cada uma das simulações colocam limites na quantidade de dados que é possível acumular.

Deste modo, considera-se habitualmente necessário assumir um conjunto de pressupostos com a finalidade de restringir o número de diferentes cenários a simular sem, no entanto, limitar em demasiado a diversidade que se pretende obter. Estes pressupostos podem incluir:

- Limites de variação de produção;

¹ O objectivo da utilização desta linguagem de programação – *AutoHotkey* (www.autohotkey.com) – é permitir reproduzir, repetidamente, acções que teriam de ser feitas manualmente recorrendo ao rato e ao teclado do computador que executa as simulações.

- Limites de variação de carga;
- Correlações entre valores de produção de vários tipos de fontes;
- Correlações entre valores de cargas.

As correlações têm o objectivo de diminuir o número de variáveis independentes.

Cada um destes pontos de funcionamento é, então, definido por uma combinação de parâmetros que podem assumir valores numa gama contínua, tendo de ser escolhidos valores desta gama para a realização das simulações. Seguindo os procedimentos já adoptados em trabalhos anteriores de outros autores [141, 142], optou-se inicialmente por um método de amostragem de valores denominado de Monte Carlo estruturado, uma vez que já demonstrou ser capaz de disponibilizar um conjunto de valores bem distribuído e representativo da gama de operação do sistema em estudo.

Seguindo este método, cada variável x_i (carga, produção de cada fonte, etc.) terá um certo número de valores sorteados numa determinada gama (6.9) de acordo com uma dada resolução $n(x_i)$, tal como ilustrado na Figura 6.7.

$$\begin{aligned} x_i &\in [\min(x_i); \max(x_i)] \\ i &= 1, \dots, N \end{aligned} \quad (6.9)$$

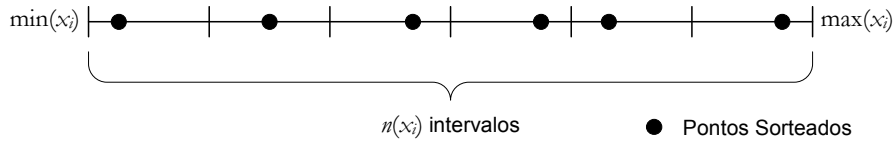


Figura 6.7 – Intervalos e pontos sorteados no método de Monte Carlo estruturado

O número total de pontos de operação que têm de ser sorteados e posteriormente simulados é dado pela expressão (6.10), apresentada a seguir.

$$\prod_{i=1}^N n(x_i) \quad (6.10)$$

Onde:

N – número de variáveis independentes;

$n(x_i)$ – resolução da variável x_i (número de intervalos em que se considera dividida a gama de variação);

x_i – variável independente (condição de operação).

As gamas de variação de cada um dos parâmetros são escolhidas com base, por exemplo, nos seguintes factores:

- Limites expectáveis de funcionamento das máquinas associadas aos parâmetros;
- Mínimos técnicos das máquinas associadas aos parâmetros;
- Pontos de operação esperados para a MMG em causa;
- Regimes de carga previsíveis.

Durante o decorrer dos trabalhos, surgiu a necessidade de repetir consistentemente o conjunto de simulações. O já referido Método Estruturado de Monte Carlo não se adequava facilmente a esta situação por sortear valores aleatórios para cada ponto a simular. Por esta razão, experimentou-se realizar os conjuntos de simulações escolhendo sempre os pontos médios dos intervalos identificados na Figura 6.7. Não se tendo observado alterações significativas nos resultados obtidos, optou-se por continuar a utilizar este método, garantindo simulações replicáveis, abandonando-se o Método Estruturado de Monte Carlo.

Ao contrário do que ocorre em outros trabalhos ([142], por exemplo), não se considerou existir a necessidade de fazer a distinção entre diversos cenários de produção eólica ou de proceder ao despacho dos grupos existentes na MMG. Assim, os resultados foram obtidos com base num único cenário, tendo esta decisão derivado do seguinte:

- Considerou-se que os diversos recursos energéticos renováveis são efectivamente imprevisíveis e que, neste contexto, a MMG pode agir como importador ou exportador face à rede a montante;
- Optou-se por não usar a potência na interligação com a rede AT a montante como um dos parâmetros que definem os pontos de operação, surgindo o valor deste trânsito naturalmente a partir do balanço de potências na MMG (o nó de interligação com a rede AT é considerado um barramento de compensação e referência – *slack*, na literatura anglo-saxónica).

6.5.1.2 Trânsitos de Potências

A simulação dinâmica dos diferentes pontos de funcionamento da MMG, do isolamento da rede a montante e dos subsequentes instantes, assim como a recolha de todos os dados relevantes, é uma operação significativamente demorada. Deste modo, numa tentativa de reduzir o número de simulações dinâmicas a realizar e, em simultâneo, ter uma melhor noção deste número, optou-se por realizar todos os trânsitos de potências de uma vez só, guardando os resultados para utilização posterior.

Com a execução do algoritmo de trânsito de potências aplicado a um dado ponto de operação da rede de teste, é possível extrair uma de três conclusões:

1. O trânsito de potências converge, sendo o ponto de operação, aparentemente, passível de existir na realidade;
2. O trânsito de potências converge, no entanto conduz a níveis de tensão que se procuraria sempre evitar, pelo que o ponto de operação nunca seria encontrado em funcionamento real;

3. O trânsito de potências não converge, pelo que possivelmente corresponde a um ponto de operação não realista.

Todos os pontos irrealistas (referidos nas anteriores alíneas 2 e 3) não são sujeitos a simulação dinâmica, uma vez que se considera desnecessário treinar a rede neuronal utilizando pontos de operação que em condições normais nunca serão atingidos. Consegue-se assim reduzir um pouco o tempo necessário para a obtenção do conjunto de dados.

6.5.1.3 Simulação Dinâmica da Perturbação

Como foi referido na secção anterior, a simulação dinâmica é executada para todos os pontos de operação excepto para aqueles claramente irrealistas. Partindo dos resultados obtidos no cálculo dos trânsitos de potências, a simulação prolonga-se por um tempo $T_{\max}$ para além do instante em que ocorre a perturbação que, neste caso, se considerou ser o isolamento da rede AT a montante (Figura 6.8).

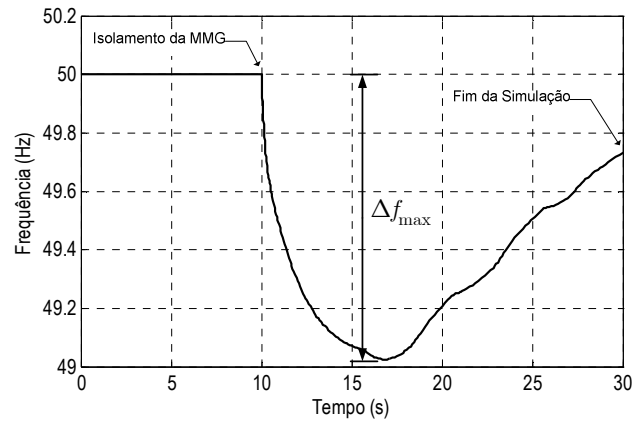


Figura 6.8 – Exemplo de simulação dinâmica

Os dados da simulação dinâmica são exportados do *Eurostag* para o *MATLAB*, que se vai encarregar de determinar o máximo desvio de frequência ($\Delta f_{\max}$) no intervalo de tempo pré-especificado ($T_{\max}$) que decorre desde o isolamento da MMG até ao fim da simulação¹.

Na eventualidade de a simulação dinâmica não terminar com sucesso (o que pode acontecer devido ao colapso da MMG, por exemplo) esta informação fica guardada para referência futura. Caso se assuma que a impossibilidade de terminar a simulação dinâmica corresponde a um ponto de funcionamento inseguro, este tipo de resultados pode ser utilizado para treinar as redes neuronais (ou outros sistemas) destinados à classificação.

¹ Isto é necessário devido à incapacidade do *Eurostag* para determinar este máximo desvio de frequência.

6.5.2 Treino das Redes Neurais Artificiais

Para o treino das redes neuronais artificiais utilizam-se os dados obtidos pela aplicação dos processos descritos na Secção 6.5.1, apresentada anteriormente.

Pretende-se que a ANN avalie o desvio de frequência que ocorre após o isolamento da MMG da rede a montante. Assim, o conjunto de dados a usar para o treino tem de incluir também um conjunto de medidas da rede que permitam caracterizar o ponto de operação do sistema. Dado que a operação da MMG se encontra a ser monitorizada pelo CAMC, é considerado que este tem acesso a toda a informação relevante sobre os pontos de operação dos principais elementos da rede, nomeadamente aqueles que foram utilizados para definir os pontos de operação para a geração do conjunto de dados.

Em relação ao problema em análise, que tem a ver com o equilíbrio de potência activa no interior da MMG, as variáveis que implicitamente contêm informação que pode ser útil para uso como entradas da ANN são, genericamente, os níveis de produção e de carga na MMG. O trânsito na interligação com a rede a montante também pode ser utilizado, no entanto não se pode considerar que seja uma variável linearmente independente das restantes e, por isso, não introduz nenhuma informação adicional.

Como foi já referido, os casos para os quais a simulação dinâmica não convergiu são ignorados para o treino das ANN quando estas se destinam à previsão dos valores da frequência. No entanto, caso se pretenda utilizar as ANN para proceder a classificação do sistema como seguro/inseguro, existe a opção de utilizar estes resultados juntamente com a comparação do valor de $\Delta f_{\max}$ com o de $\Delta f_{\lim}$. Neste caso considera-se que os casos em que a simulação dinâmica não converge correspondem a situações de funcionamento da MMG inseguras.

Para além da avaliação de desempenho realizada implicitamente pelos algoritmos de treino utilizados, é também feita uma verificação adicional que procura aferir de um modo simples o grau de confiança que se pode depositar na ANN acabada de treinar. Para tal pode efectuar-se uma análise de regressão linear para um conjunto de teste extraído previamente do universo de dados obtidos. Já em relação ao problema de classificação, pode igualmente utilizar-se o referido conjunto de teste, procedendo-se agora à classificação das condições de operação da MMG e analisando a quantidade de falhas de classificação. Estes procedimentos são ambos descritos em mais detalhe no caso de estudo apresentado na Secção 6.6.

6.5.3 Dimensionamento da Intervenção de Emergência

Para o dimensionamento da intervenção de emergência que se vai aplicar na eventualidade de ocorrer o isolamento inesperado da MMG é necessário considerar o seguinte:

- A amplitude e sentido da excursão de frequência, tal como prevista pela ANN;
- O tipo de intervenção que se considera possível ou disponível no momento (deslastre ou injeção rápida de potência proveniente de dispositivos de armazenamento, por exemplo).

No trabalho aqui apresentado considera-se que esta intervenção de emergência vai ser feita actuando exclusivamente nas cargas. Como se compreende, esta abordagem apenas consegue contribuir para limitar os desvios de frequência negativos, ou seja, aqueles que originados pelo isolamento em situações de importação de energia pela MMG da rede a montante. No entanto, o caso oposto, em que a MMG se encontra a exportar potência, apresenta uma relevância muito menor. De facto, é esperado que a MMG opere em situações de exportação com muito menor regularidade do que em cenários de importação. Como principal diferença na abordagem aos dois cenários, pode referir-se que, em cenários de exportação, o excesso de potência gerada só pode ser corrigido com o recurso ao corte de produção ou ligação de cargas de lastro (*dump loads*, na terminologia anglo-saxónica) e nunca pelo deslastre de cargas.

Assim, para o CAMC poder proceder à intervenção de emergência nestes moldes, este tem de associar periodicamente os valores para as cargas controláveis (das quais conhece o seu valor actualizado) com o desvio de frequência previsível em caso de isolamento, determinado recorrendo à ANN. Este processo segue os seguintes passos:

- É associado um valor de carga a deslastrar a cada patamar de desvio de frequência (experimentalmente, através de simulações, ou por tentativa e erro, por exemplo);
- As cargas passíveis de deslastre disponíveis na MMG nesse momento são combinadas de modo a irem ao encontro destes valores (são criados pequenos grupos de cargas cuja soma se aproxima dos valores pretendidos).

Para resolver este último ponto podem ser utilizados, por exemplo, os algoritmos típicos de programação linear utilizados para resolver o Problema da Mochila (*Knapsack Problem*, na literatura em língua inglesa). Este problema pode ser formulado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} &\text{minimizar} \quad \sum_{j=1}^n c_j x_j \\ &\text{sujeito a} \quad \sum_{j=1}^n l_j x_j \geq L, \quad x_j \in \{0,1\} \end{aligned} \tag{6.11}$$

Nas expressões anteriores, assume-se que todos os valores são não negativos e que:

- n – Número de cargas controláveis (pelo CAMC) que podem ser sujeitas a deslastre;
- c_j – Custo do accionamento do deslastre para a carga j (unidades arbitrárias);
- l_j – Valor do deslastre da carga j (kW);
- x_j – Variável binária que indica se a porção de carga j é ou não incluída;
- L – Valor de carga a deslastrar para uma determinada gama de desvio de frequência (kW).

O resultado final é uma tabela onde o CAMC, em caso de isolamento da rede a montante, pode imediatamente identificar grupos alternativos de cargas a desligar de modo a conseguir deslastrar o suficiente para limitar o desvio de frequência que se inicia (um exemplo para quatro gamas de desvio de frequência apresenta-se na Tabela 6.1).

Tabela 6.1 – Dimensionamento da intervenção de emergência

Gamas de Desvio de Frequência (Hz ou p.u.)	Carga a Deslastrar (MW)	Combinações
$\Delta f_1 > \Delta f_{prev} > 0$	0	–
$\Delta f_2 > \Delta f_{prev} > \Delta f_1$	L1	$\{C1_1, C1_2, \dots, C1_n\}$
$\Delta f_3 > \Delta f_{prev} > \Delta f_2$	L2	$\{C2_1, C2_2, \dots, C2_n\}$
$\Delta f_{prev} > \Delta f_3$	L3	$\{C3_1, C3_2, \dots, C3_n\}$

Na tabela anterior, tem-se que:

Δf_{prev} – Variação de frequência prevista pela ANN (Hz ou p.u.);

$\Delta f_3 > \Delta f_2 > \Delta f_1 > 0$ – Valores de desvio de frequência que delimitam as gamas em que são deslastrados determinados valores de carga (Hz ou p.u.);

L1, L2, L3 – Valores de carga a deslastrar para cada gama de desvio de frequência (MW);

C_{ij} – Carga individual a deslastrar pertencente ao conjunto de cargas i (por exemplo, o conjunto $\{C1_1, C1_2, \dots, C1_n\}$ representa os nomes das cargas individuais com os índices de 1 a n cuja soma de valores se aproxima de L1). Note-se que pode haver mais do que uma combinação para cada valor de volume de carga a deslastrar.

Note-se que o facto de o desvio de frequência se inserir numa determinada gama não implica o deslastre de todas as cargas correspondentes às gamas inferiores.

6.6 Caso de Estudo

Neste capítulo é descrita a aplicação da integração das funcionalidades de análise de segurança dinâmica no CAMC. Esta descrição inclui resultados para avaliar a utilidade desta integração, mas também resultados intermédios que servem para avaliar o desempenho das ANN utilizadas.

6.6.1 Cenário

O cenário considerado para este caso de estudo aproxima-se muito dos cenários já utilizados na Secção 5.4. Foi nesta situação que se testou o sistema de resposta de emergência já descrito, sendo que a

perturbação escolhida continuou a ser o isolamento da rede a montante (considerou-se que a variação de carga utilizada na Secção 5.4 não era relevante neste novo contexto).

Apesar da topologia da rede permanecer fixa, a distribuição de cargas e produção vai encontrar-se constantemente a variar durante todo o processo de geração de dados. Por esta razão não se justifica a apresentação de um conjunto fixo de valores iniciais (como os da Tabela 5.8, por exemplo). Estes valores vão sendo atribuídos sucessivamente para cada simulação necessária ao processo de geração de dados.

A perturbação a que o sistema irá ser sujeito será o isolamento da rede a montante e irá ocorrer sempre no instante $t = 10$ s.

6.6.2 Geração do Conjunto de Dados

Para a geração do conjunto de dados foram seguidos de perto os passos descritos na Secção 6.5.1.

A construção das hipercélulas tem de ser feita de modo criterioso uma vez que a rede de teste tem uma dimensão considerável e a simulação de muitos pontos de operação pode tornar-se demasiado demorada¹. Assim, neste contexto, consideraram-se os seguintes pressupostos:

- Os níveis de carga variam uniformemente em toda a MMG (e o banco de condensadores do barramento da subestação de AT-MT tem um valor proporcional a esta carga);
- As micro-redes do mesmo tipo presentes na MMG apresentam exactamente o mesmo regime de funcionamento variam também em conjunto;
- Os grupos produtores do mesmo tipo (CHP ou mini-hídricos) têm a sua variação de produção directamente correlacionada;
- Os parques eólicos têm a sua variação de produção directamente correlacionada.

Com as condições e correlações referidas, que neste caso são definidas como simples variações conjuntas proporcionais da potência produzida, consegue-se evitar um número excessivo de cenários a simular.

Os parâmetros apresentados na Tabela 6.2, independentes entre si, definem em conjunto os pontos de funcionamento da MMG que é necessário especificar. Como foi já referido, não foi utilizado o valor da potência importada (ou exportada) pela MMG porque esse valor depende dos aqui apresentados.

¹ Mesmo com os pressupostos descritos nesta secção e outras medidas tomadas para reduzir o tempo total de simulação, este facilmente atinge os vários dias. Isto acontece em grande parte devido ao sistema de verificação de licenças do *Eurostag*, pelo que não se beneficia proporcionalmente da utilização de um computador mais rápido.

Tabela 6.2 – Parâmetros para determinação dos pontos de funcionamento

Parâmetro	Gama (MW)	Resolução
Carga	2.34 – 28.99	7
Diesel	0.3 – 1	4
Micro-redes	0.26 – 2.6	4
Mini-hídricas	1.3 – 5.2	3
DFIM	2.25 – 11.25	4
CHP	1 – 3.75	4
Total (combinações)	–	5376

O número de parâmetros e as resoluções apresentadas na Tabela 6.2 conduzem a 5376 pontos de operação da MMG que são sorteados e simulados, começando-se pela realização do cálculo de um trânsito de potências para cada um deles.

Após a realização destes trânsitos de potências estar concluída e os resultados estarem convenientemente armazenados, estes são processados pelo *MATLAB* de modo a determinar quais os cenários que não convergiram e quais aqueles que correspondem a perfis de tensão que, em princípio, não se permitiria que existissem em cenários reais. Para este efeito, foram descartados todos os cenários conducentes a pelo menos uma tensão nodal (v_i) que não cumpra o requisito seguinte, já seguido no Capítulo 5 (dentro do especificado pela norma NP EN 50 160 [138]).

$$v_i \in [0.95; 1.05] \text{ p.u.} \quad (6.12)$$

O conhecimento acumulado até agora sobre os pontos a simular encontra-se na Tabela 6.3. Note-se que, no conjunto dos cenários cujo trânsito de potências convergiu, 2940 correspondem a cenários de importação e os restantes 582 correspondem a cenários de exportação (para um total de 3522 cenários, 64 dos quais são irrealistas).

Tabela 6.3 – Sumário dos resultados dos trânsitos de potências

Tipo de Resultado	Perfis de Tensão	Número de Pontos
Converge	Realistas	3458
	Irrealistas	64
Não Converge	–	1854
Total		5376

A simulação dinâmica é executada para os pontos cujo trânsito de potências convergiu, mas apenas para aqueles que resultam em perfis de tensão realistas. Nestas simulações, o isolamento da rede AT a

montante ocorre aos 10 segundos, procedimento que foi já seguido no Capítulo 5. De modo a determinar o máximo desvio de frequência, a simulação dinâmica prolonga-se por 20 segundos adicionais.

Os valores do máximo desvio de frequência ou, alternativamente, a informação relativa à convergência ou não da simulação dinâmica, são armazenados para utilização nas fases seguintes. A Tabela 6.4 sumariza os resultados obtidos no conjunto destas simulações.

Tabela 6.4 – Sumário dos resultados das simulações dinâmicas

Tipo de Resultado	Tipo de Cenário	Número de Pontos
Converge	Importação	2769
	Exportação	511
Não Converge	–	178
Total		3458

Os pontos encontram-se separados entre cenários de exportação e cenários de importação. Como foi já referido anteriormente, considerou-se que o funcionamento da MMG seria menos provável em cenários de exportação e, simultaneamente, menos problemático em termos da amplitude das variações de frequência que poderiam ocorrer. Esta separação permite o treino das ANN apenas para cenários de importação e a sua utilização no contexto da intervenção de emergência descrita na Secção 6.5.3.

Destes, foram usados para o treino das ANN apenas os 2769 pontos associados a simulações que convergiram e que, em simultâneo, correspondiam a cenários de importação. Note-se que os valores associados a simulações que não convergiram não foram utilizados para obter resultados de classificação, uma vez que não foram considerados como indicadores fidedignos do comportamento do sistema.

Caso existissem, seriam ainda retirados os *outliers*: pontos correspondentes a desvios de frequência inverosímeis, definidos como sendo aqueles cujo desvio de frequência é demasiado elevado, mesmo que a simulação dinâmica correspondente tenha convergido. Neste caso concreto, existia apenas um ponto correspondente a esta descrição mas pertencia ao conjunto de cenários de exportação, pelo que não houve necessidade de o remover.

6.6.3 Resultados Relativos à Classificação

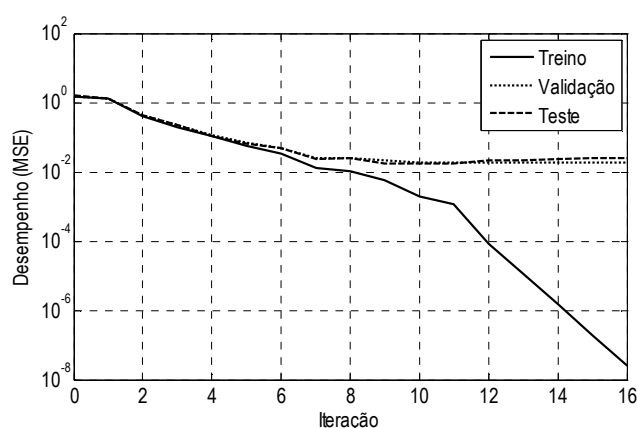
Como foi referido na Secção 6.4.2, optou-se por utilizar ANN do tipo *feed-forward* para esta tarefa. Como se trata de separar os pontos de funcionamento entre seguros ou inseguros, é necessário tratar previamente o conjunto de dados de modo a obter esta informação para cada um dos pontos de funcionamento. Isto é feito através da comparação do valor de $\Delta f_{\max}$ com o de $\Delta f_{\lim}$ para determinar o nível de segurança da MMG.

Tabela 6.5 – Critérios para distinção em pontos de funcionamento seguros e inseguros

Critério	Grau de Segurança	Número de Pontos
$\Delta f_{\max} \leq \Delta f_{\min}$	Seguro (1)	1504
$\Delta f_{\max} > \Delta f_{\min}$	Inseguro (0)	1265

Esta classificação da operação da MMG constituirá uma das variáveis de entrada da ANN durante o processo de treino, a qual se irão juntar as restantes variáveis que definem os pontos de operação, já definidas na Tabela 6.2 (Secção 6.6.2).

O processo de treino decorre do modo já descrito em 6.5.2, recorrendo ao *MATLAB*. Este processo completa-se rapidamente e conduz a um resultado como o apresentado na Figura 6.9, onde se pode observar a evolução dos erros de treino, teste e validação durante o processo. Neste caso particular, ocorreu uma interrupção após 16 iterações devido ao aumento do erro de validação. O resultado é adequado pois o erro médio quadrático final é pequeno, os erros dos conjuntos de teste e validação seguem o mesmo padrão e não é aparente que tenha havido *overfitting*¹.

Figura 6.9 – Evolução do processo de treino no *MATLAB* (usando a função *TRAINLM*)

Procede-se, de seguida, a uma sucinta análise de desempenho da ANN. Para tal, procede-se à simulação da ANN já treinada recorrendo ao conjunto de teste. Marcando os erros entre os pontos obtidos por simulação e os reais, obtém-se a Figura 6.10, correspondente ao melhor resultado obtido após a realização de 20 ciclos de treino/simulação da ANN. Nesta figura, todos os valores diferentes de zero

¹ Tipicamente, quando ocorre *overfitting*, há um aumento do erro associado ao conjunto de validação. Neste caso o erro não aumentou significativamente, nem poderia ter aumentado, pois o treino foi interrompido prematuramente precisamente para evitar este mesmo *overfitting*.

correspondem a erros de classificação. Valores positivos correspondem a erros em que a MMG é tendencialmente classificada como segura. Por outro lado, valores negativos representam erros em que a MMG é tendencialmente classificada como insegura.

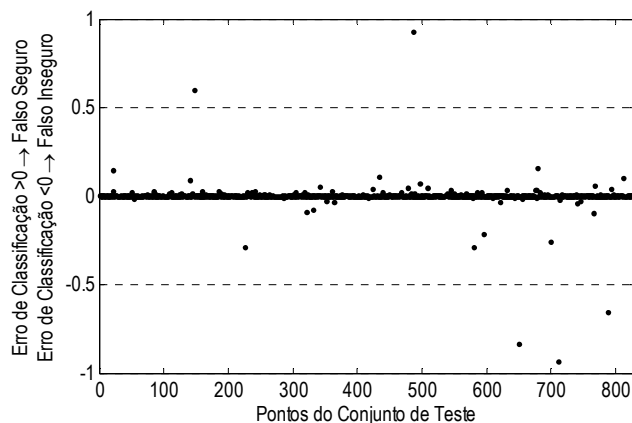


Figura 6.10 – Erro de classificação para os 830 pontos do conjunto de teste

Como se pode constatar, a ANN do tipo *feed-forward* utilizada apenas disponibiliza saídas contínuas e não discretas, o que justifica o tipo de distribuição obtida. Caso se pretenda obter ou utilizar uma saída do tipo 0/1 é necessário converter a saída da ANN (por arredondamento, por exemplo). A figura anterior fica assim com o aspecto que se apresenta na Figura 6.11.

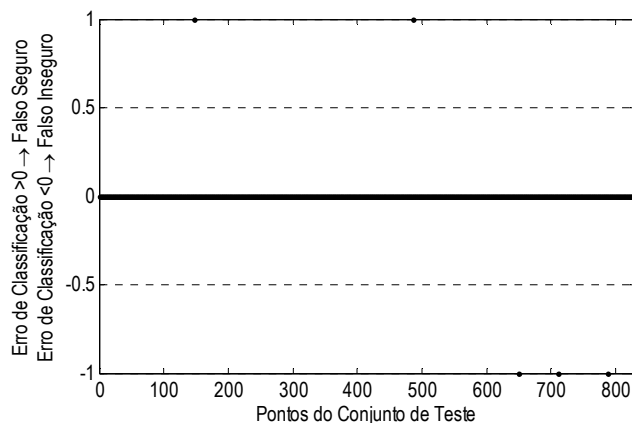


Figura 6.11 – Erro de classificação discreto para os 830 pontos do conjunto de teste

A estes resultados de simulação da ANN encontra-se associada, para além da distribuição da Figura 6.12, a matriz de desempenho da Tabela 6.6.

Tabela 6.6 – Matriz de Classificação da ANN (para um total de 830 pontos)

Estado de Segurança do Cenário	Classificados como Seguros	Classificados como Inseguros
Seguro	455	3
Inseguro	2	370

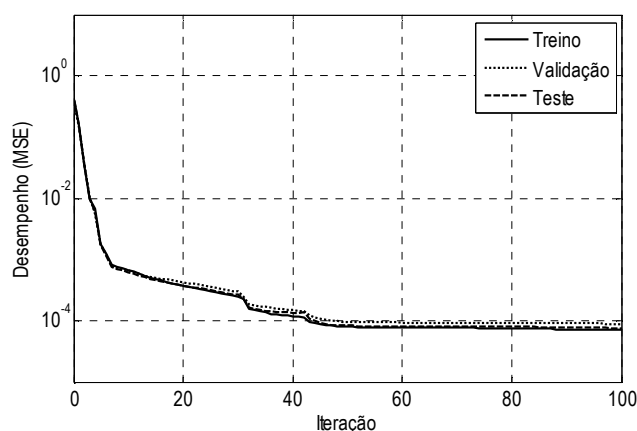
Como se pode ver, o número de pontos de operação erradamente classificados como seguros ou inseguros (falsos seguros ou falsos inseguros) é consideravelmente baixo (5, ou seja, 0.6% do total). Isto permite um grau de confiança elevado na classificação do nível de segurança de um dado ponto de operação da MMG recorrendo à MMG assim treinada.

6.6.4 Resultados Relativos à Previsão

À semelhança da arquitectura de ANN utilizada para a classificação, para a previsão de comportamento serão também usadas redes neuronais do tipo *feed-forward*.

Para o processo de treino serão utilizadas as variáveis que definem os pontos de operação, já definidas na Tabela 6.2 (Secção 6.6.2), juntamente com os valores de $\Delta f_{\max}$ recolhidos para todas as simulações dinâmicas que convergiram e que dizem respeito a cenários de exportação.

O processo de treino decorre de modo idêntico ao descrito na secção anterior. Na Figura 6.12 pode-se observar um exemplo da evolução dos erros relativos à utilização dos conjuntos de treino, teste e validação durante o treino desta ANN. Neste caso concreto o processo de treino foi interrompido por se ter atingido o número máximo de iterações. Tal como para o caso relativo à classificação, o resultado é adequado pois o erro médio quadrático final é pequeno, os erros dos conjuntos de teste e validação seguem o mesmo padrão e não é aparente que tenha havido *overfitting*.

Figura 6.12 – Curvas do processo de treino no *MATLAB* (usando a função *TRAINLM*)

Para a análise de desempenho procede-se à simulação da ANN já treinada recorrendo ao conjunto de teste. Isto é feito após a conclusão da fase de treino da ANN, o que mais uma vez acontece rapidamente. Tal como anteriormente, foram realizados vários ciclos de treino seguidos da correspondente análise de desempenho (descrita a seguir), de modo a possibilitar a escolha da ANN treinada do modo mais adequado possível. Os resultados assim obtidos permitem traçar curvas de regressão linear como a apresentada na Figura 6.13, a qual corresponde ao melhor resultado obtido após a realização de 20 ciclos de treino/simulação da ANN.

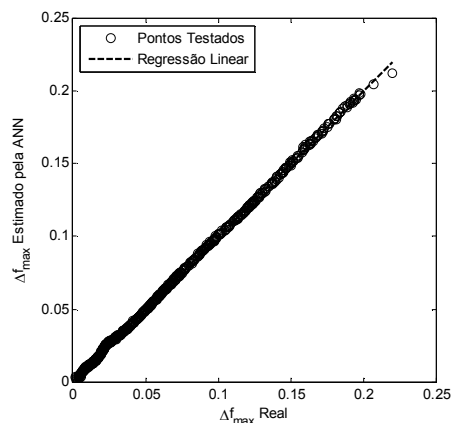


Figura 6.13 – Gráfico de regressão linear resultado da simulação da ANN ($R = 0.9998$)

A esta regressão linear corresponde um coeficiente de correlação R muito próximo da unidade. Tal como é aparente pela observação da Figura 6.13, este facto é também indicativo de uma forte correlação entre a previsão efectuada pela ANN e os valores da saída ($\Delta f_{\max}$) incluídos no conjunto de teste.

6.6.5 Aplicação da Intervenção de Emergência

Nesta secção descreve-se o teste dos procedimentos referentes à intervenção que o CAMC poderá realizar quando recorre à análise de segurança dinâmica disponibilizada pelas ANN.

Para dar início a este teste é necessário começar por dimensionar a intervenção de emergência, ou seja, associar volumes de deslastre de carga (e combinações específicas de cargas) a determinados valores de desvio de frequência, tal como descrito na Secção 6.5.3. A única diferença substancial em relação a esta descrição advém do facto de que, como esta demonstração se centra num cenário concreto, não é necessário estar sempre a actualizar este dimensionamento, bastando ser feito uma única vez.

O dimensionamento completo, realizado empiricamente recorrendo a algumas simulações para procurar validar os limites de desvio de frequência escolhidos, apresenta-se na Tabela 6.7. Este dimensionamento foi feito com base no cenário de cargas nos instantes anteriores à ocorrência do

isolamento da MMG e reporta-se ao desvio de frequência que se prevê que ocorra, não àquele para o qual deverá ocorrer o deslastre.

Tabela 6.7 – Resultado do dimensionamento da intervenção de emergência

Gamas de Limite de Desvio de Frequência (Hz)	Carga Aproximada a Deslastrar (MW)	Combinações
$1.5 > \Delta f_{prev} > 0$	0	–
$2.5 > \Delta f_{prev} > 1.5$	0.4	{NLV4}
$3.5 > \Delta f_{prev} > 2.5$	0.8	{NLV1}
$\Delta f_{prev} > 3.5$	1.6	{NLV1, NLV6}

O CAMC, ao detectar o isolamento da rede AT a montante, vai actuar de acordo com o desvio de frequência previsto pela rede neuronal. Esta actuação vai ocorrer relativamente cedo e vai ter a oportunidade de limitar o desvio de frequência que se inicia, uma vez que não é desencadeada pela leitura do valor da frequência mas directamente pela detecção do isolamento da MMG.

Na Figura 6.14 pode observar-se a comparação entre a utilização deste sistema e a combinação deslastre autónomo/centralizado tal como já apresentada na Secção 5.5. Portanto, o cenário em causa em termos de perturbação e distribuição inicial de produção e cargas é o mesmo já apresentado nessa secção.

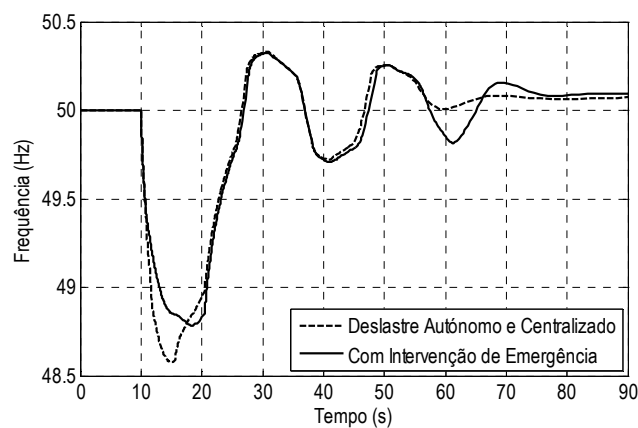


Figura 6.14 – Variação de frequência com recurso à intervenção de emergência (Exemplo 1)

Como se pode verificar, a utilização deste sistema de intervenção de emergência permite obter um desvio de frequência um pouco menor. Isto deve-se, como seria de esperar, ao accionamento mais precoce do deslastre. Note-se que o sistema de controlo hierárquico continua activado pelo que, após esta intervenção inicial, o CAMC procurará actuar de modo a recuperar a frequência para valores próximos do nominal.

A Figura 6.15, apresentada a seguir, ilustra o que foi referido mostrando em detalhe as alterações de carga totais (com origem no CAMC e no deslastre autónomo) que ocorreram inicialmente para os dois

casos em comparação. Os valores representados correspondem à soma da carga total nos quatro barramentos com cargas consideradas controláveis ou passíveis de deslastre. A utilização deste sistema de intervenção de emergência conduz a que o deslastre ocorra cerca de 1.5 s mais cedo. Constata-se que, nestes instantes iniciais, o deslastre total desencadeado por ambos os métodos foi idêntico.

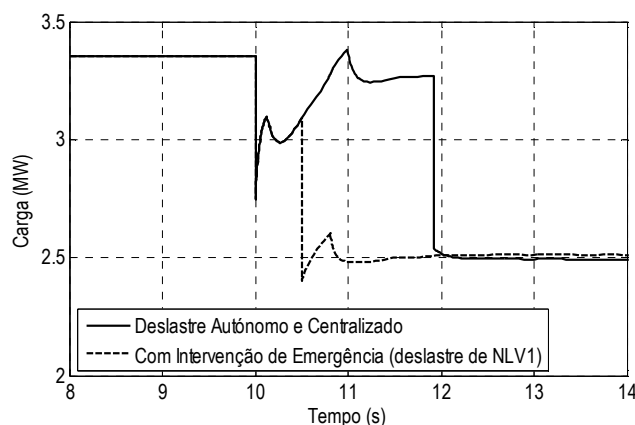


Figura 6.15 – Deslastre de cargas com origem na intervenção de emergência (Exemplo 1)

Na figura anterior é possível observar algumas variações de carga devidas a oscilações de tensão com origem nos transitórios provocados pelo isolamento da rede a montante.

Neste cenário concreto as vantagens da aplicação deste tipo de intervenção de emergência são relativamente pequenas. Este cenário foi escolhido apenas para comparação com o já utilizado na Secção 5.5 e não é particularmente adequado porque, recorde-se, nesse cenário o sistema encontrava-se com um nível de reserva tão baixo que o deslastre de um grande volume de carga era indispensável para fazer a frequência recuperar para valores aceitáveis.

No seguimento destes resultados, optou-se por voltar a testar as mesmas opções de deslastre mas agora partindo de um cenário idêntico ao já utilizado na Secção 5.4.3 (Cenário 3). Neste cenário, como tinha sido já visto, a frequência mínima aproximava-se dos 48 Hz quando o deslastre não era utilizado. Agora, com a utilização do deslastre de cargas, há uma melhoria significativa da amplitude da excursão de frequência após o isolamento da rede a montante, aproximando-se o valor mínimo de frequência dos 48.7 Hz quando é adoptada a intervenção de emergência aqui descrita ou dos 48.8 Hz quando é usado o deslastre autónomo baseado no valor da frequência.

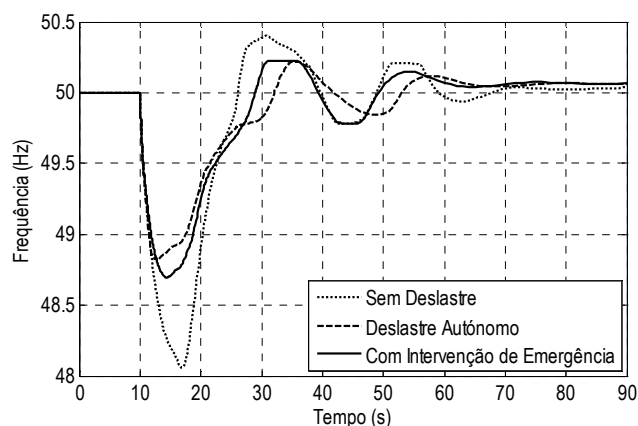


Figura 6.16 – Variação de frequência com recurso à intervenção de emergência (Exemplo 2)

Apesar de os valores mínimos de frequência para estas duas situações serem comparáveis, os valores de carga deslastrada e os instantes em que este deslastre ocorre são distintos. Os valores representados na Figura 6.17 correspondem à soma da carga total nos quatro barramentos com cargas consideradas controláveis ou passíveis de deslastre. Com o sistema de intervenção de emergência o deslastre ocorre cerca de 1,5 s mais cedo e a carga desligada é apenas metade da correspondente ao deslastre autónomo baseado no valor da frequência.

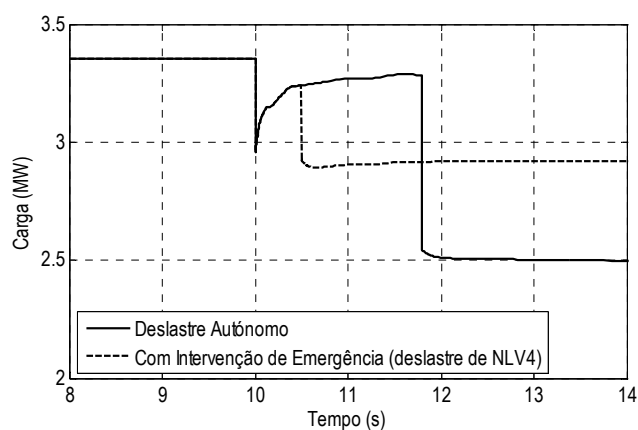


Figura 6.17 – Deslastre de cargas com origem na intervenção de emergência (Exemplo 2)

Tal como no exemplo anterior, existem algumas variações de carga espúrias com origem nos transitórios de tensão provocados pelo isolamento da rede a montante e que são visíveis principalmente no instante $t = 10$ s.

6.7 Conclusões

Neste capítulo mostrou-se como a análise de segurança dinâmica pode apresentar vantagens para a operação da MMG sob supervisão e gestão do CAMC. Esta análise de segurança dinâmica beneficia da utilização de técnicas de aprendizagem automática, como as redes neuronais artificiais, uma vez que outros métodos revelar-se-iam demasiado lentos para permitir a avaliação do grau de segurança da MMG em tempo útil.

A avaliação do grau de segurança é feita a dois níveis: classificação e previsão do desvio de frequência, ambos em relação a uma perturbação importante (neste caso, o isolamento da MMG em relação à rede AT a montante).

Em relação à classificação do ponto de operação da MMG em seguro/inseguro, não foi explorada em profundidade a sua utilização para melhorar a resposta da MMG, esperando-se o seu uso principalmente como aviso ou alarme para permitir a alteração atempada da produção de fontes que eventualmente não estejam sob a alçada do CAMC.

Por outro lado, a previsão do valor do desvio de frequência encontra uma utilização prática importante na determinação da intervenção de emergência a aplicar pelo CAMC assim que o isolamento da rede a montante é detectado. Esta intervenção de emergência, possível devido à localização privilegiada do CAMC que lhe permite detectar o isolamento quase instantaneamente, possibilita uma melhoria da resposta da MMG face a este tipo de perturbação grave ou, em alternativa, permite uma optimização dos níveis de deslastre necessários para assegurar a manutenção dos valores de frequência dentro da gama desejada após a ocorrência de uma certa perturbação.

Poderá, ainda, ser possível utilizar a informação fornecida por este sistema de análise de segurança dinâmica de modo a colocar a MMG numa posição mais vantajosa para suportar os desequilíbrios provocados por uma transição intempestiva para rede isolada. A intervenção, neste caso, teria um carácter preventivo (proactivo), sendo usada para definir o tipo de operação dos dispositivos de armazenamento. Assim, se a classificação da rede resultar “insegura”, os dispositivos de armazenamento procurarão acumular a maior quantidade de energia possível de modo a encontrarem-se prontos no caso de a MMG ser isolada da rede a montante. Por outro lado, o sistema de intervenção de emergência pode igualmente dar preferência à actuação sobre os VSI, enviando ordens para injeção imediata de potência e preterindo o recurso ao deslastre.

Capítulo 7 – Reposição de Serviço

7.1 Introdução

No caso de ocorrer um defeito envolvendo a rede AT a montante da MMG que, pela sua gravidade ou localização, não permita que esta transite sem problemas para operação em modo isolado, irá suceder a quebra generalizada do serviço de distribuição de energia eléctrica no interior da MMG. O mesmo pode acontecer no caso de defeitos no interior da própria MMG com importância suficiente para provocar o isolamento da MMG da rede a montante e o subsequente *blackout* (expressão comum na língua inglesa).

Se, no segundo caso, após a eliminação do defeito, é possível contar com o apoio da rede AT para repor o serviço na MMG, já no primeiro caso isso não acontece. Uma vez que o problema teve origem na própria rede AT, esta pode ter sido sujeita a uma falha grave na sua operação, não tendo ainda tido tempo suficiente para recuperar de um possível *blackout*. Neste caso, duas situações se podem colocar:

- A MMG (ou, mais concretamente, o sistema de controlo integrado no CAMC) aguarda pela disponibilidade da rede a montante;
- A MMG aproveita as capacidades das suas fontes (ou outros dispositivos) para dar início ao processo de reposição de serviço, sem aguardar pela disponibilidade da rede AT, reduzindo assim os tempos de interrupção para os consumidores.

Como a MMG já incorpora um conjunto de micro-redes, as quais já se demonstrou poderem possuir a capacidade de reposição de serviço (*black start*, na literatura anglo-saxónica) [72, 106], neste contexto a MMG pode ser vista como uma camada adicional intermédia que é acrescentada à hierarquia. O paralelismo é evidente: a reposição de serviço, que nas MG é feita na BT pensando na posterior sincronização com a rede de MT, dá agora lugar a um cenário em que o *black start* se processa fundamentalmente na MT com o propósito de uma sincronização final com a rede AT.

A grande diferença de filosofia face ao protocolo tradicionalmente seguido para a reposição de serviço consiste no modo como a produção distribuída é vista. Enquanto, tradicionalmente, se esperava que a produção distribuída fosse imediatamente desligada após a ocorrência de uma qualquer perturbação e se mantivesse nesse estado durante todo o processo de reposição de serviço, agora, pelo contrário, procurar-se-á que a produção distribuída participe activamente no processo de *black start*.

7.1.1 Visão Geral

Na reposição de serviço, é importante a identificação da sequência que minimiza a perda de energia fornecida. Assim, é essencial encurtar o mais possível o tempo gasto na reposição, garantindo simultaneamente a segurança das pessoas e dos equipamentos e procurando manter dentro de limites aceitáveis os valores de frequência e tensão [153]. Esta sequência deve ser determinada com antecedência,

antes de qualquer emergência efectivamente ocorrer [154] e a abordagem utilizada não é única. Para além de envolver factores como a experiência dos operadores humanos, as características particulares do sistema impedem que possa ser prescrita uma metodologia genérica. Estas metodologias, criadas muitas vezes como uma sequência temporal baseada em especificações pré-definidas, podem ser desenvolvidas com a ajuda de sistemas informáticos especialmente desenvolvidos para a análise de sistemas de energia [153] (análise de fluxo de potências, transitórios de tensão, estabilidade dinâmica transitória e de longo prazo, por exemplo). As preocupações dos operadores incluem itens como o arranque de centrais térmicas e a energização de linhas de muito alta tensão.

Tradicionalmente, na reposição de serviço em sistemas de grande dimensão, costuma ser feita a opção entre a estratégia *build-down* e a estratégia *build-up*, dependendo esta opção das características do sistema em causa. Os termos anglo-saxónicos aqui usados descrevem as alternativas que consistem resumidamente no seguinte [155]:

- Estratégia *build-down*: energizar primeiro a rede no seu todo seguindo-se a progressiva sincronização das restantes fontes e a ligação das cargas;
- Estratégia *build-up*: o sistema é dividido em ilhas, repostas em serviço individualmente, sendo depois sincronizadas entre elas de forma a reconstituir o sistema no seu todo.

Existem documentadas outras estratégias de reposição [156], algumas com características que são um misto entre as duas estratégias opostas já referidas. Cenários de *black start* envolvendo MMG irão utilizar certamente estratégias mistas, uma vez que a reposição de serviço pode iniciar-se em simultâneo e independentemente na rede AT a montante, na rede de MT e nas micro-redes que incorporam a MMG. Torna-se assim possível aproveitar as potencialidades apresentadas pelos cada vez maiores níveis de penetração de produção distribuída nas redes de MT no caso concreto da reposição de serviço.

Ao contrário do paradigma actual seguido pelos operadores do sistema¹, a coordenação entre o *black start* das MMG e das redes a montante (rede AT) permitirá uma melhor continuidade de serviço, diminuindo o tempo de reposição [72, 157, 158], pois possibilita a criação de ilhas autónomas, com perfeita capacidade para funcionamento em rede isolada no caso das MG ou MMG, tendo em vista a posterior interligação com as redes a montante.

Focando a atenção numa única MMG, devido ao facto de incorporar diversas micro-redes na sua constituição, também se irá adoptar implicitamente uma estratégia deste tipo (simultaneamente *build-up* e *build-down*), onde se procurará repor em serviço as MG independentemente do resto da rede (que se encontra em processo de recuperação) com o propósito de eventualmente obter o seu auxílio na

¹ Esperando pela reposição de serviço na rede de transporte para só mais tarde recuperar a rede de distribuição e, finalmente, a produção distribuída.

energização de porções da MMG ou de, pelo menos, conseguir que estas não se comportem como mais uma carga a ser suportada pela MMG durante o seu próprio processo de *black start*.

Apesar de numa micro-rede o processo de *black start* poder ser relativamente simples devido ao reduzido número de variáveis envolvidas [72], numa MMG o CAMC terá de gerir um conjunto potencialmente mais vasto de parâmetros que, apesar de não serem tão numerosos como para uma rede de transporte [159], podem ainda assim incluir, para além do mais óbvio controlo de frequência (potência activa), também o equilíbrio de potência reactiva e os perfis de tensão na rede, os transitórios de tensão que ocorrem na ligação dos bancos de condensadores e no paralelo das máquinas. Por outro lado, e ao contrário do que acontece nas micro-redes [72], a existência de máquinas síncronas é bastante mais provável, pelo que é muito menor a dificuldade em encontrar máquinas que se responsabilizem pelo controlo de tensão e frequência nos instantes iniciais do processo de reposição de serviço.

De modo a melhor contextualizar o modo como se procurará fazer a reposição de serviço na MMG, na secção seguinte descrevem-se os conceitos gerais que têm sido aplicados nos sistemas convencionais e é brevemente discutida a sua aplicabilidade a este novo cenário.

7.1.2 Reposição de Serviço em Sistemas Convencionais

No processo tradicional de reposição de serviço (*black start*), a estrutura da rede é reconstituída e o serviço restabelecido recorrendo a unidades com capacidade autónoma de arranque e sem o auxílio de outros sistemas ou redes externas.

A reposição de serviço a seguir a um colapso generalizado da rede é um processo complexo e demorado, muito dependente das características particulares do sistema concreto onde se efectuem os procedimentos, sendo comum os operadores do sistema desenvolverem estratégias de modo a irem ao encontro das suas próprias necessidades.

De um ponto de vista matemático, a questão da reposição de serviço pode ser vista como um problema de optimização combinatório, multi-objectivo, multi-etapa, não-linear e com uma grande quantidade de restrições. Isto tem impedido o desenvolvimento de uma metodologia de aplicação generalizada, tendo vindo a ser usadas abordagens baseadas na experiência dos operadores dos sistemas de energia individuais. Estas apoiam-se na utilização de sistemas baseados em conhecimento (*knowledge based systems*, na literatura anglo-saxónica) para auxiliar os operadores do sistema durante o processo de reposição de serviço [160], uma vez que restrições de tempo podem impedir a realização de análises mais detalhadas do comportamento do sistema.

7.1.2.1 Estratégias Típicas

Apesar de os propósitos globais serem genericamente os mesmos, as abordagens seguidas pelos operadores do sistema podem ser muito diferentes. Na procura da maximização da carga alimentada e da

minimização do tempo de reposição de serviço, mantendo o sistema sempre dentro dos parâmetros adequados de operação há, no entanto, duas estratégias que tradicionalmente surgem destacadas: as já referidas *build-down* e *build-up* [155].

A estratégia *build-down*, que consiste em energizar primeiro a rede no seu todo, seguindo-se a progressiva sincronização das restantes fontes sem capacidade de *black start* (térmicas, normalmente) e a ligação das cargas, numa tentativa de evitar perdas de tempo na segmentação e posterior sincronização de porções da rede [161]. No entanto, no caso de a rede apresentar, por exemplo, linhas de transmissão de grande dimensão, com elevada produção de energia reactiva em vazio, esta estratégia pode conduzir a sobretensões em zonas mais afastadas dos pontos onde se encontram as máquinas com capacidade de *black start*. Por esta razão, a sua aplicação em redes de grande dimensão tende a ser limitada.

Na estratégia *build-up*, mais comum [155], o sistema é dividido em zonas que são repostas em serviço individualmente, sendo depois sincronizadas entre elas de forma a reconstituir o sistema no seu todo. É necessário que neste processo de divisão seja assegurado que cada ilha contenha pelo menos uma unidade com capacidade de *black start*. As cargas têm de ser ligadas em cada subsistema em incrementos de tamanho não exagerado de modo a evitar grandes desvios de frequência. É também necessário prestar a devida atenção ao equilíbrio de reactiva, perfis de tensão e condições gerais de estabilidade em cada uma das zonas.

Em sistemas de maior dimensão a estratégia *build-up* tende a ser mais eficaz ou mesmo a única viável, dependendo das suas características, havendo no entanto que salvaguardar o cumprimento de certas restrições, tais como o número e distribuição de máquinas com capacidade de *black start* e a capacidade de equilibrar produção e carga sem grandes desvios de frequência e tensão [161]. Sistemas menores podem beneficiar da aplicação de uma estratégia *build-down*, mais linear e menos dependente de uma boa coordenação e comunicação entre operadores.

7.1.2.2 Planeamento

Como foi já referido, é comum os planos usados pelos operadores do sistema no caso de este sofrer uma perturbação grave estarem já desenvolvidos de antemão. Para este efeito, é habitual utilizar um conjunto de ferramentas de simulação numérica bastante comuns: trânsito de potências, análise de estabilidade transitória, EMTP (*Electro-Magnetic Transient Program*), simulação dinâmica e análise de estabilidade de tensão, por exemplo [162]. Os resultados obtidos destas ferramentas, juntamente com a análise crítica e a experiência dos operadores do sistema permitem adequar o plano de reposição de serviço ao cenário concreto ao qual ele se destina. Um método de eliminar a abordagem empírica ou heurística, sistematizando a delineação do plano de reposição de serviço, foi apresentado em [163]. No entanto, como não se tem em conta a natureza dinâmica do problema, esta abordagem pode conduzir a planos de reposição de serviço que caem por terra em resultado da colisão com restrições (relativas ao

funcionamento em regime transitório, por exemplo) naturalmente não incorporadas no algoritmo de trânsito de potências usado pelo método em questão.

Todo este esforço de planeamento conduz a um grande detalhe no delinear das instruções da estratégia de reposição de serviço, sendo que estas são muitas vezes apresentadas como uma simples lista sequencial de acções a tomar, o que muitas vezes não é benéfico para o desempenho dos operadores do sistema [164]. Com o propósito original de estimar a duração do processo de reposição de serviço, mas também para procurar melhorar a execução das tarefas por parte dos operadores, foi inicialmente proposta a utilização da técnica CPM (*Critical Path Method*) [165]. Mais tarde, inspirada no sucesso desta abordagem, foi proposto o uso do conjunto CPM/PERT (*Program Evaluation and Review Technique*) para permitir a visualização facilitada das acções necessárias para a reposição de serviço do sistema de energia [164]. Estas técnicas, que surgiram originalmente como ferramentas de planeamento de projecto, permitem aqui o desenvolvimento de um sistema gráfico que permite aos operadores o acompanhamento temporal do plano reposição de serviço, verificando as precedências entre as acções a tomar, estimando a sua duração total (como sugerido em [165]) e tendo melhores meios para reagir a eventuais contingências (pela melhor visão de conjunto que este sistema faculta).

7.1.2.3 Questões Particulares

Todas as estratégias de reposição de serviço têm em comum um conjunto de questões com as quais é necessário lidar. Isto acontece independentemente do cenário em causa e estas questões têm de ser abordadas caso de pretenda, como será o ideal, que o plano de reposição de serviço possa ser executado da melhor maneira possível.

Capacidade de *Black Start* e Coordenação do Arranque dos Grupos

O arranque autónomo dos grupos geradores com esta capacidade é um dos primeiros passos de qualquer plano de reposição de serviço. Estas unidades irão ser responsáveis pela alimentação dos sistemas auxiliares de todas as outras que não têm capacidade de *black start*.

O arranque autónomo é geralmente possível para grupos hídricos ou equipados com turbinas de combustão (dependendo da sua dimensão) [5, 161]. Estes grupos servirão depois de apoio aos sistemas auxiliares dos grupos térmicos convencionais. Alternadamente com a entrada em serviço destas máquinas é necessário ir ligando progressivamente algumas das cargas de modo a garantir o equilíbrio de potência activa e manter os grupos a funcionar dentro dos seus limites técnicos.

Na reposição de serviço de sistemas com um grande proporção de grupos térmicos, torna-se relevante ter em conta as características de arranque das máquinas primárias para melhor poder especificar a sequência de entrada em serviço destes grupos. Aqui inclui-se o tempo máximo além do qual uma máquina parada já não pode ser reiniciada (por ter arrefecido entretanto, impedindo o denominado *hot start*) e o tempo mínimo após o qual uma máquina já pode voltar a arrancar (por já ter arrefecido o

suficiente para permitir o *cold start*). Isto advém do facto de que, genericamente, as caldeiras a vapor impõem um tempo de cerca de meia hora durante o qual ainda podem voltar a arrancar, sendo que após este intervalo só voltam a ficar disponíveis após cerca de seis horas [155].

Operações de Comutação

Para além das unidades de produção de energia, é também necessário preparar a rede para o início do processo de reposição de serviço. Inicialmente, a prioridade tem claramente de ser dada às linhas que ligam as unidades com capacidade de *black start* às centrais térmicas que não dispõem desta capacidade. Na selecção do ponto de partida para o processo de reconstituição da topologia da rede de transmissão, pode optar-se entre começar com todos os disjuntores abertos ou por uma abordagem com uma intervenção mais limitada. Há, assim, duas estratégias base que podem ser seguidas [154, 155]:

- Todos os disjuntores abertos: como o nome indica, todos os disjuntores são abertos por iniciativa do operador, através do EMS;
- Operação controlada: a reconfiguração da rede de transporte durante a reposição de serviço é efectuada actuando apenas nos elementos necessários à reposição de serviço do sistema.

A primeira opção consiste basicamente na “reposição a zero” da configuração da rede, permitindo posteriormente que os operadores apenas se concentrem nos disjuntores a fechar sem preocupações adicionais com os que já se possam encontrar fechados. A reposição de serviço tende a ficar simplificada e um pouco mais rápida, mas algumas reservas locais de energia tenderão a não ser aproveitadas, dado que os percursos que as ligariam às cargas podem deixar de existir. A segunda opção não tem esta desvantagem, uma vez que muitos dos disjuntores poderão permanecer fechados. No entanto, o esforço de coordenação será maior e é necessário ter uma boa informação inicial sobre que disjuntores se encontram efectivamente em que estado.

Controlo de Tensão e de Potência Reactiva

Durante as primeiras fases da reposição de serviço, a energização de linhas de alta tensão pode provocar problemas com tensões indesejadas em três diferentes vertentes [166]:

- Sobretensões de longa duração, provocadas pela alimentação de linhas de transmissão que se encontram ainda com pouca carga. A duração destas sobretensões é um factor crítico para transformadores, interruptores e outros equipamentos. A sua avaliação pode ser feita através de simples análises de trânsitos de potências e a sua limitação pode passar por garantir suficiente capacidade de subexcitação nos geradores [167], desligar bancos de condensadores, ligar cargas predominantemente reactivas e energizar inicialmente, de preferência, linhas com um nível de carga apreciável.
- Sobretensões transitórias, provocadas pela energização de grandes secções de linhas de transmissão ou pela ligação de bancos de condensadores. Estes transitórios são geralmente bem

amortecidos e têm curta duração mas, em conjunto com as sobretensões de longa duração, podem pôr em causa o funcionamento dos descarregadores de sobretensões. A sua avaliação é feita, por exemplo, através da análise de circuitos RLC representando o sistema em causa (linhas, transformadores, etc.). Normalmente as sobretensões transitórias não são controladas directamente mas sim através da limitação da sobretensão persistente que se lhe sobrepõe.

- Tensões harmónicas, que podem resultar de um efeito secundário das sobretensões persistentes, as quais muitas vezes têm um valor suficiente para saturar os transformadores e gerar um conteúdo harmónico apreciável. Se a combinação de impedâncias for adversa (as das linhas e também as do resto do sistema), irá ocorrer o fenómeno de ressonância. Para assegurar o amortecimento desta ressonância, é necessário ligar carga nos extremos das linhas susceptíveis. Para a análise deste tipo de fenómeno, das situações em que ocorre (inclusivamente as menos previsíveis) e determinar as acções necessárias para o limitar (volumes de carga a ligar, por exemplo), é possível utilizar ferramentas do tipo EMTP [166].

Controlo de Frequência e de Potência Activa

No início da sequência de reposição de serviço, a reduzida inércia do sistema torna o processo de ligação de cargas mais delicado do que normalmente seria. A dificuldade de equilibrar exactamente a produção e o consumo conduz facilmente a desvios de frequência indesejados, pelo que as cargas são ligadas com cautela, em pequenos incrementos, o que tende a aumentar o tempo até que o processo se complete. Por outro lado, ramos monitorizados por relés de mínimo de frequência são tendencialmente ligados mais tarde, em fases mais avançadas da sequência de reposição de serviço, quando o sistema se encontra mais estável [159].

O comportamento do sistema face às cargas que vão sendo ligadas depende, para além do tamanho destas, também da resposta dinâmica dos grupos geradores que estão em serviço no momento. Dada a importância deste tema, foi apresentado um estudo em [168] que sugere uma abordagem para determinar a carga máxima que pode ser ligada assumindo como admissível um dado desvio de frequência. Esta abordagem baseia-se, em concreto, na análise da resposta em frequência (funções de transferência) das máquinas primárias presentes no sistema.

Ultrapassada a fase inicial, caracterizada pela constituição do esqueleto da rede e pelo incremento da robustez do sistema, passo a passo e de uma forma normalmente bem estruturada, passa-se a uma segunda fase, habitualmente vista como menos crítica, onde se processa a religação progressiva da maior parte da carga restante. Em simultâneo, a capacidade de transmissão de energia é aumentada através da energização de novas linhas. A determinação de uma sequência de acções de controlo adequada para a tomada de carga pelo sistema constitui, do ponto de vista matemático, um problema de optimização combinatoria com restrições múltiplas. A resolução deste problema pode ser feita recorrendo, por exemplo, a algoritmos genéticos [169] sendo que os autores em causa consideram ser esta uma técnica bem sucedida para lidar com este tipo de questão. Neste exemplo concreto, e uma vez que se está a

analisar uma sequência temporal, o algoritmo genético vai receber os resultados obtidos por um programa de simulação dinâmica do sistema eléctrico para definir o valor da função de adaptabilidade. No trabalho referido, a utilização de técnicas de aprendizagem automatizada e de árvores de decisão vai permitir contornar o facto de a optimização ser um processo lento e possibilitar posteriormente que este sistema possa servir de apoio à reposição de serviço após um blackout generalizado.

7.1.2.4 Comparação com a Reposição de Serviço em MMG

A reposição de serviço em MMG seguirá procedimentos substancialmente diferentes daqueles praticados em sistemas convencionais. Nos parágrafos seguintes, irá procurar fazer-se uma breve comparação entre os dois sistemas no que à reposição de serviço diz respeito. Um paralelo deste tipo foi já feito em [5] relativamente ao *black start* em micro-redes. Nas MMG, no entanto, as características do sistema em termos das suas dimensões e tipo de fontes torna a comparação, ainda assim, um pouco menos distante do que aquela feita no caso citado.

Em sistemas convencionais, a intervenção humana é ainda extremamente importante para se poder executar adequadamente um plano de reposição de serviço. O grau de automatização, apesar de ter vindo a aumentar, não é comparável com aquele que é esperado ter numa MMG ou numa micro-rede (onde existe o controlo através do CAMC e do MGCC, respectivamente). Também nestes tipos de redes, como tem vindo a ser referido neste trabalho, assume-se que o sistema de comunicações tem uma distribuição e um desempenho muito além do tradicionalmente existente nas redes convencionais. Estes sistemas avançados de comunicação e controlo permitem esperar que o processo de reposição de serviço possa ser realizado de forma automática ou quase totalmente automatizada.

A existência de regras de operação pré-estabelecidas entre o operador do sistema e as entidades gestoras dos centros produtores e de controlo permite poupar tempo que pode ser precioso na recuperação de um *blackout*. Também numa MMG estas regras deverão existir e estar formalizadas nos algoritmos de controlo que se encontram implementados nas funções do CAMC e em cada uma das fontes com possibilidade de *black start*. Isto permitirá maximizar a automatização e a velocidade do processo de reposição de serviço. Numa MMG é expectável que existam máquinas síncronas convencionais e micro-redes com capacidade de arranque autónomo. A ser assim, o papel crucial que estas terão implica que terá que lhes ser dada uma atenção especial no que diz respeito à existência das regras referidas, devendo prever-se a sua contratualização de modo a procurar minimizar a indisponibilidade em situações de emergência.

Apesar de as MMG poderem ter uma estrutura não claramente radial (ao contrário das MG [5]), uma vez que abrangem áreas geográficas maiores e mais diversas, é ainda mais simples, comparativamente com os sistemas convencionais, encontrar percursos para energizar a rede e os elementos que não têm capacidade de *black start*. O facto de a MMG se encontrar muito bem monitorizada e de não se esperar

que sofra falhas importantes nos instantes seguintes à ocorrência de *blackouts* na rede de transmissão a montante, sugere que possa estar disponível para a reposição de serviço num curto espaço de tempo.

Como foi anteriormente referido, em sistemas convencionais é muitas vezes habitual usar uma abordagem em que todos os disjuntores são abertos de modo a assegurar que a carga é nula nos instantes iniciais da reposição de serviço. Numa MMG irá procurar adoptar-se esta mesma estratégia. Por um lado, permitirá que o procedimento de reposição de serviço possa ser determinado de um modo mais coerente, não dependendo das cargas que permaneçam ligadas. Por outro, este é um método simples de evitar danos a cargas mais sensíveis devido a transitórios de frequência e tensão originados pelo arranque de geradores ou outros dispositivos.

Em relação à opção entre as estratégias de reposição a que já se fez referência anteriormente (*build-up* e *build-down*), é necessário relembrar a localização da MMG na hierarquia das redes de energia: enquanto a MMG tem a montante a rede de AT, a jusante englobará diversas micro-redes, cada uma possivelmente com capacidade de *black start* [5, 72]. Por outro lado, a dimensão já razoável e a diversidade que as MMG podem apresentar faz com que possam naturalmente surgir zonas, ou “ilhas”, que eventualmente consigam dispor de recursos para iniciar o processo de reposição de serviço. Por estas razões, vendo a MMG como um conjunto durante o processo de reposição de serviço, tem de se considerar que o sistema de controlo irá adoptar implicitamente um misto entre as duas estratégias referidas: uma **estratégia bidireccional**.

7.1.3 Reposição de Serviço em Multi-Micro-Redes

O processo de reposição de serviço de qualquer sistema de energia é sempre um processo delicado. No que diz respeito à MMG, é esperado que este procedimento possa ser tornado mais expedito uma vez que, apesar de o sistema poder ser bastante complexo, a conveniente exploração dos sistemas de controlo hierárquico, de gestão e de comunicações integrados no CAMC e na MMG permite automatizar o processo e reduzir (ou até eliminar) a intervenção manual que ainda tende a persistir nos sistemas convencionais.

O CAMC vai, então, coordenar o processo através de um conjunto de regras e condições que deverão verificar-se durante o procedimento de *black start*, conjunto esse que deve estar convenientemente definido de antemão. A estas regras e condições vai corresponder a uma sequência de acções de controlo que o CAMC vai tomar sobre os dispositivos sob a sua alçada. Em linhas gerais, o procedimento envolve a preparação da rede de MT (a sua energização), a ligação da produção distribuída que possua alguma capacidade de controlo de tensão e frequência, a ligação progressiva de cargas controláveis (alternadamente com outra produção que esteja disponível para equilibrar a procura) e, finalmente, a sincronização e o paralelo com a rede AT a montante, quando esta estiver disponível e se tal for considerado necessário ou desejado.

O processo de reposição de serviço pode ser iniciado pelo CAMC no caso de um *blackout* geral (em toda a rede) ou local (apenas na MMG). Neste último caso, só se justificará dar início ao *black start* se não existir a possibilidade de alimentar a MMG a partir da rede AT a montante. Como é esperada a coordenação entre o CAMC e o DMS (seu superior na hierarquia), o processo de reposição de serviço na MMG não se inicia (desperdiçando tempo e recursos) se, por exemplo, houver a informação por parte do DMS de que a rede AT estará disponível a curto prazo ou se existir um modo alternativo de continuar a fornecer energia à MMG.

O diagrama da Figura 7.1 mostra o processo seguido pelo CAMC para detectar o colapso da rede e tomar a decisão de seguir com o procedimento de reposição de serviço. O procedimento é, em larga medida, uma extrapolação do já seguido para as micro-redes [72], mas agora alargado ao conceito das MMG.

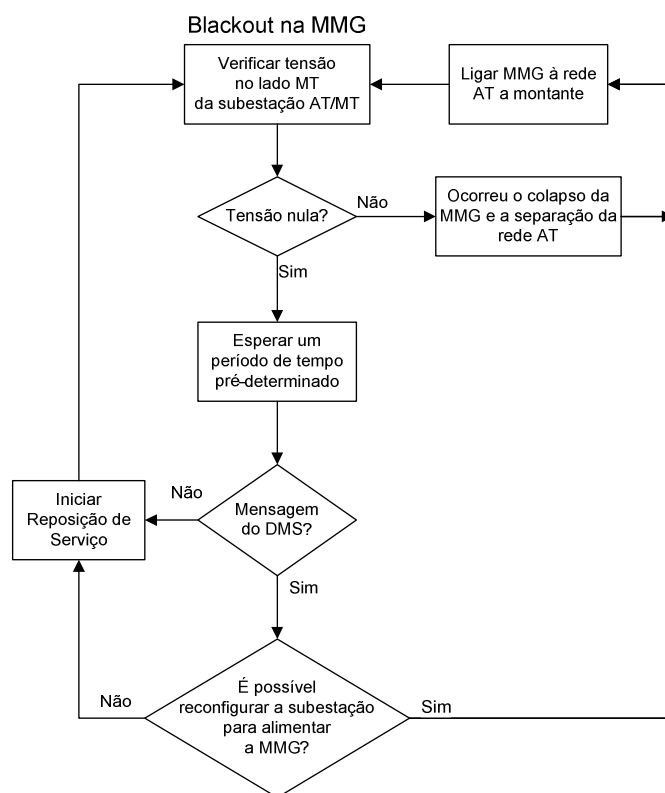


Figura 7.1 – Diagrama que permite ao CAMC decidir o início do procedimento de *black start*

Note-se que, após a conclusão do processo de reposição de serviço, o paralelo da MMG com a rede AT a montante é opcional e apenas é efectuado numa das seguintes condições:

- A rede AT está completamente operacional e a entidade que opera a MMG tem interesse em operar em modo interligado;
- A rede AT está em processo de reposição de serviço e pode usar o apoio da ilha constituída pela MMG para o conseguir mais rapidamente ou em melhores condições.

O CAMC conduzirá a reposição de serviço na MMG baseado na informação de que dispõe sobre o último cenário (*pré-blackout*) e um conjunto de regras pré-definido adaptado ao cenário em causa. Assim, é necessário garantir a disponibilidade do sistema de comunicações e dos controladores subordinados ao CAMC existentes na MMG (MGCCs e controladores de produção distribuída ou cargas controláveis, por exemplo) de modo a que o CAMC possa ter informação actualizada e possa também comunicar as suas ordens aos dispositivos sob seu controlo, gerindo continuamente o processo.

Outro requisito básico para ser possível efectuar a reposição de serviço da MMG é a existência de fontes, ligadas à MT, com capacidade para *black start*. O seu arranque é feito antes da energização da rede, por isso os efeitos deste procedimento não se reflectem na rede MT. O mesmo acontece com as micro-redes que tenham capacidade de *black start*.

7.1.3.1 Pressupostos Iniciais

Para além dos requisitos básicos já discutidos, há um conjunto de pressupostos adicionais que é necessário assumir para se poder considerar possível uma reposição de serviço nas melhores condições [143].

Começando pela informação necessária, é necessário assegurar a disponibilidade de dados o mais actuais quanto possível, obtidos antes da ocorrência da perturbação que originou o *blackout*, sobre o estado dos cenários de carga e produção na MMG e também sobre a disponibilidade de unidades geradoras com capacidade para *black start*. Em funcionamento normal, o CAMC recebe periodicamente dos controladores de Nível 3 (Secção 3.3.1) toda a informação necessária para construir uma imagem detalhada da MMG que controla. Na base de dados assim mantida estão também armazenados dados referentes às características técnicas das unidades a controlar (limites de produção activa e reactiva, por exemplo). Toda esta informação vai servir para o CAMC procurar conduzir de novo a MMG ao estado *pré-blackout*.

Adicionalmente, assume-se que há disponibilidade da rede para a preparação para a energização. Isto envolve a execução uma sequência de acções que permitem colocar a rede num bom ponto de partida para o início do processo de reposição de serviço, acções essas que são tomadas após o colapso do sistema e assim que tenha sido tomada a decisão de avançar com o *black start* na MMG:

- A MMG é separada da rede de AT a montante;
- Todas as saídas da subestação AT-MT da MMG são abertas;
- As micro-redes são separadas da rede de MT (caso não se tenham já separado para poderem continuar a operar autonomamente, sem interrupção);
- Cargas e produção distribuídas são desligadas da rede de MT;
- O transformador AT/MT é desligado das redes de AT e MT;
- Todas as fontes de potência reactiva (bancos de condensadores, por exemplo) são desligadas.

No que diz respeito às micro-redes que são separadas da rede de MT, estas poderão ser autorizadas a funcionar em rede isolada, possibilitando a redução do tempo de interrupção para alguns dos

consumidores de baixa tensão. Isto é conseguido explorando as capacidades das MG para fazer a reposição de serviço autonomamente ao nível da BT. Neste trabalho assumiu-se que isso seria feito de modo totalmente automático pelos MGCC [72] de cada uma das micro-redes e que estas estariam preparadas para sincronizar com a rede de MT assim que solicitadas a isso.

7.1.3.2 Sequência de Acções

A reposição de serviço da MMG é levada a cabo com o propósito de fornecer os consumidores assim que possível, cumprindo em simultâneo os requisitos operacionais do sistema. Assim, após a ocorrência de um *blackout*, o CAMC procede à reposição de serviço na MMG utilizando a informação disponível na sua base de dados, tal como foi já referido, e seguindo genericamente as etapas identificadas a seguir [143]:

1. Desligar todas as cargas, separar os correspondentes transformadores MT-BT da rede e desligar as fontes de energia reactiva. Isto permite limitar a imprevisibilidade e a dimensão dos desvios de frequência durante a reposição, assim como minimizar os transitórios de tensão ao energizar a rede de MT.
2. Segmentar a MMG em torno de cada micro-rede e de cada gerador com capacidade de *black start*. Criam-se, assim, ilhas dentro da MMG, uma vez que alguma da produção distribuída consiste em grupos com cargas próprias (sistemas de co-geração, por exemplo) e também é esperado que grande parte das MG possa funcionar autonomamente alimentando parcial ou totalmente a sua própria carga. Todas estas ilhas serão posteriormente sincronizadas.
3. Construção da rede de MT. A energização inicial da rede de MT é feita passo a passo de modo a evitar grandes desvios de frequência e tensão. Genericamente, procurará partir-se de um dos grupos centrais com maior capacidade, energizando as linhas de MT desde esse ponto até às ilhas que foram criadas previamente.
4. Sincronização das diversas ilhas. Isto permite robustecer o sistema a MMG e é feito assim que as linhas que as unem às restantes ilhas se encontram energizadas e as condições de sincronismo se consideram estabelecidas.
5. Ligação de cargas prioritárias. Neste ponto são ligadas cargas consideradas importantes e só se a produção já em serviço tiver capacidade para as servir. Os volumes e o ritmo a que são ligadas têm de ter em conta os desvios de frequência e de tensão permitidos.
6. Energização dos restantes ramos de MT e dos transformadores MT-BT a montante das micro-redes. Neste ponto, com as ilhas todas sincronizadas, a rede é já forte o suficiente para energizar o resto da rede de MT. No entanto, como pode existir um grande número de transformadores em vazio, este procedimento deve ser faseado de modo a limitar as correntes de ligação (*inrush*, na literatura em língua inglesa). Os primeiros são, assim, os que estão a

montante das micro-redes para permitir a sua sincronização assim que possível, potenciando o seu contributo para a reposição de serviço.

7. Sincronização das micro-redes com a rede de MT. Com os transformadores energizados (através do seu lado de MT), as MG que estão a operar em rede isolada podem já ser sincronizadas com a MMG.
8. Energização dos restantes transformadores MT-BT. Isto permite que o resto da carga possa começar a ser reintegrada. Como foi já referido, este processo é faseado, sendo os transformadores divididos em grupos e energizados em instantes diferentes.
9. Reposição da carga. Nesta fase, com a rede energizada, a carga pode ser ligada. Isto é feito alternadamente com o aumento de produção das fontes controláveis ou, em alternativa, ligando produção distribuída não controlável.
10. Ligação de produção distribuída não controlável à rede de MT. Se a MMG estiver suficientemente forte para absorver as flutuações de potência das fontes não controláveis, estas podem ser agora ligadas. Considera-se que os seus transformadores (caso os possuam) foram já energizados e que as fontes que necessitem de energia para os seus sistemas auxiliares de arranque podem absorver energia da rede para este efeito.
11. Incremento da carga. Alguma carga restante pode agora ser ligada, uma vez que praticamente toda a produção existente estará disponível.
12. Activação do controlo automático de frequência da MMG. O controlo automático de frequência da MMG é agora activado de modo a assegurar a operação tão próximo quanto possível da frequência nominal enquanto a MMG funciona em modo isolado.
13. Ligação da MMG à rede de AT a montante quando esta ficar disponível. Este passo será dado caso se pretenda abandonar a operação em modo isolado (por algum critério económico ou de segurança, por exemplo). A ordem de sincronização será dada pelo CAMC e o transformador AT-MT deve estar previamente alimentado pelo lado de AT.

De acordo com esta sequência de acções, o procedimento de reposição de serviço da MMG pode ser separado em duas componentes principais que dividem entre elas as etapas apresentadas:

1. Energização da rede de MT e sincronização das ilhas inicialmente formadas (etapas 1 a 8);
2. Religação das cargas e reintegração da produção (etapas 9 a 13).

Na primeira parte, os caminhos principais da rede de MT são energizados permitindo a sincronização de unidades de produção distribuída e das cargas que delas dependem (no caso de unidades de co-geração, por exemplo). De seguida, será provavelmente necessário ligar alguma carga de modo a equilibrar a produção e estabilizar a tensão. Nesta fase, o problema principal relaciona-se com os perfis de tensão e com os transitórios originados pelas operações de energização de linhas de MT e de transformadores.

A segunda parte lida com a reposição da restante carga e da produção necessária para a equilibrar. As micro-redes e a restante produção distribuída são ligadas à rede MT nesta fase. Os principais problemas que se podem encontrar têm a ver com o equilíbrio de potências (activa e reactiva), com a resposta da rede à tomada de carga (excursões de frequência) e também com os perfis de tensão na rede, uma vez que as características particulares das redes de distribuição condicionam muito a relação entre a tensão e a produção de potência activa e reactiva, como já se teve oportunidade de ver no Capítulo 5.

Nas secções que se seguem, esta planificação genérica será especificada, detalhada e exemplificada para a rede de teste que tem vindo a ser utilizada neste trabalho. Isto permitirá demonstrar a praticabilidade desta sequência para a reposição de serviço em MMG.

7.2 Caso de Estudo

Como foi já referido, o procedimento de reposição de serviço da MMG divide-se em duas componentes principais que consistem na energização da rede de MT e na posterior religação das restantes cargas e produção. Dado que estas duas etapas envolvem problemáticas distintas, nem todas relacionadas com o objecto desta dissertação, optou-se por separar a sua discussão nas secções 7.2.1 e 7.2.2 apresentadas a seguir.

7.2.1 Energização da Rede

De modo a simular a sequência de acções relacionada com a energização da rede e a sincronização das redes inicialmente formadas, foi utilizada uma plataforma de simulação desenvolvida utilizando o *EMTP-RV*. Os transitórios rápidos que têm lugar durante os momentos iniciais do processo de reposição de serviço podem assim ser analisados, o que de outra forma seria impossível, uma vez que o *Eurostag* não se encontra preparado para o estudo deste tipo de fenómeno. Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do projecto More MicroGrids e encontra-se descrito em relatórios desse projecto [143]. No entanto, não são incluídas nesta dissertação os resultados deste estudo por se ter considerado que tal estaria fora do âmbito deste trabalho.

No caso concreto da rede de teste que tem vindo a ser utilizada, assumiu-se que os grupos Diesel e CHP dispõem de capacidade de *black start*. Eventualmente, pode-se considerar que os grupos CHP poderão até não ter sido desligados quando o *blackout* ocorreu, continuando a alimentar a sua carga local.

O grupo Diesel foi seleccionado (pelas suas características e localização) para energizar a porção inicial da rede de MT, começando pelo seu próprio transformador e prosseguindo com os percursos que conduzem às ilhas onde se encontram os grupos CHP (Figura 5.3, na página 133). O impacto deste procedimento na rede, em relação aos desvios dos valores da frequência e da tensão dos parâmetros nominais, não foi considerado particularmente significativo (Secção 6.3 de [143]).

A partir deste momento, são energizados diversos grupos de transformadores MT-BT. São mantidos intervalos de tempo entre estas acções, como foi já referido, começando-se pelo grupo que inclui os transformadores que servem as micro-redes. Mais uma vez, tanto a frequência como as tensões mantiveram-se dentro de limites adequados.

7.2.2 Reposição de Carga e Produção

Esta componente do processo de reposição de serviço desenvolve-se a partir do final da componente anterior, ou seja, com a rede de MT da MMG quase totalmente energizada.

Como os resultados apresentados no final deste Capítulo 7 incidem sobre esta parte da sequência de reposição de serviço, irá ser dada mais atenção à descrição do cenário em causa, começando pelas condições iniciais e pressupostos tidos em conta.

7.2.2.1 Condições Iniciais

Uma vez que, como tem sido referido, o estudo dos transitórios rápidos de tensão se considerou fora do âmbito deste trabalho, surge naturalmente a necessidade de partir para o estudo da reposição de serviço da MMG de um ponto em que se encontre com a rede já quase totalmente energizada. Esta situação é também potenciada pelo facto de o *Eurostag* não lidar consistentemente, nesta rede de teste, com as sucessivas acções de ligar e desligar cargas e transformadores a elas associados¹.

Considera-se, assim, que os grupos CHP e as micro-redes foram previamente sincronizados com a rede de MT durante a fase inicial de energização. No entanto, para esta segunda fase, considerou-se adicionalmente que estes sistemas de produção, que têm cargas directamente associadas, se encontram à partida a produzir o estritamente necessário para suprir as necessidades destas. Sendo assim, a produção efectiva das micro-redes e dos grupos CHP é, inicialmente, nula.

Para a simulação dinâmica, e de modo a simplificar a sua inicialização, considera-se que o trânsito de potências que estabelece as condições para o início da simulação parte do pressuposto de que a MMG se encontra ligada à rede de AT a montante. Logo no início da simulação, essa ligação é desfeita e aguarda-se pela estabilização da rede, com carga e produção ainda extremamente reduzidas, antes de iniciar o aumento progressivo destas até ao regime regular de funcionamento da MMG.

¹ A elevada quantidade e complexidade dos modelos de dispositivos distribuídos pela rede de teste conduz a situações que testam ao limite a robustez dos métodos numéricos de simulação do *Eurostag*.

Optou-se por iniciar a simulação com a rede interligada mais uma vez para evitar a existência de problemas numéricos ao usar o módulo de simulação do *Eurostag*. No entanto, existem motivações adicionais:

- Muitos dos modelos utilizados injectam na rede uma potência que depende da frequência (os dispositivos de armazenamento, por exemplo, como descrito na Secção 4.2.8);
- O trânsito de potências inicial não consegue antecipar a frequência de operação da rede em modo isolado, pelo que também não consegue atribuir as potências correctas a todas as fontes.

Como nos instantes iniciais da reposição de serviço não existe a garantia de a frequência poder ser mantida suficientemente próxima do seu valor nominal, a inicialização da simulação pode ser fortemente condicionada originando problemas que facilmente são solucionados com a ligação de um barramento infinito para garantir a frequência apenas durante instantes iniciais da simulação.

7.2.2.2 Planificação Geral

De modo a planificar, em linhas gerais, o procedimento que se procurará seguir durante o processo de reposição de serviço, interessa definir desde já qual será a meta a atingir. Ficará, assim, estabelecido que se pretende conseguir alimentar todas as cargas existentes na MMG no regime de funcionamento tal como apresentado no Anexo C e que serviu de base aos resultados apresentados, por exemplo, na Secção 5.4.3. O nível de carga é razoavelmente elevado mas a MMG já demonstrou a capacidade para assegurar o funcionamento em regime isolado com este volume de carga, restando provar o seu mérito, agora, na reposição de serviço.

Partindo das condições iniciais já descritas, optou-se por seguir uma sequência que permita, em simultâneo, amortecer ao máximo os transitórios e disponibilizar inicialmente o maior volume de potência para alimentar as cargas que venham a ser ligadas nos instantes seguintes. Para tal, interessa começar por sincronizar com a rede todo o dispositivo electroprodutor que possa contribuir com produção de potência activa e de potência reactiva, sendo que esta última será de grande importância em algumas localizações específicas da rede, como se verá adiante.

Assim, começou-se por fazer o paralelo com a rede dos grupos hídricos, que são ligados como se de motores de indução se tratassem. A carga inicial destas máquinas é quase nula de modo a minimizar o transitório de ligação, sendo estas inicialmente aceleradas até próximo da velocidade síncrona, utilizando o recurso primário, sendo só depois feito o paralelo com a rede de MT [170]. Este procedimento é seguido para os três grupos presentes na rede de teste e é feito em diferentes instantes com o duplo intuito de minimizar os transitórios e melhorar a visibilidade do seu impacto individual no comportamento do sistema.

Considerou-se que a sincronização dos aerogeradores apresenta um impacto reduzido na rede, uma vez que, sendo do tipo DFIM, se encontram equipados com dispositivos de electrónica de potência que

permitem este tipo de operação. Esta consideração será válida desde que a potência injectada no momento da concretização do paralelo com a rede suficientemente baixa.

Note-se que não existe qualquer tipo de controlo secundário a actuar no sistema durante a maior parte da sequência de reposição de serviço. Tal como descrito em [143], fez-se esta escolha para conseguir analisar a rede numa situação de “pior cenário” e também para melhorar a visibilidade das acções de controlo individuais representadas nas figuras resultantes das simulações. Assim, é normal que a frequência estabilize rapidamente, mas em valores afastados do valor nominal, dependendo dos volumes de carga ou produção que acabaram de ser ligados.

Após a sincronização dos elementos produtores disponíveis na rede, interessa dar início, com a maior brevidade possível, à ligação de porções de carga. Esta ligação vai ser feita, nesta rede de teste, ao nível do posto de transformação, assumindo-se que ainda aí se encontra ligada toda a carga que existia anteriormente.

Na ausência de informação sobre que cargas prioritárias existem, começar-se-á por ligar as cargas mais pequenas, sendo que as de valor muito reduzido poderão ser ligadas simultaneamente, em pequenos grupos. As cargas maiores são ligadas individualmente. Mesmo em situações em que se pretende ligar mais do que uma carga de menor valor em simultâneo, procura-se desfazer esta ligação alguns segundos de modo a minimizar o impacto na dinâmica da rede, dado que estes poucos segundos terão uma influência extremamente reduzida no volume de energia entregue aos consumidores.

As cargas que vão sendo ligadas terão de ir sendo contrabalançadas por incrementos na produção. Como se acautelou inicialmente a disponibilidades das fontes de energia na rede de teste, bastará, para as fontes que o permitam, ir aumentando o nível de produção de acordo com as cargas que forem sendo ligadas. Nesta rede de teste, as fontes ligadas na MT que permitem incrementos significativos de potência gerada são os grupos CHP e os grupos hídricos.

Os geradores eólicos apresentam uma condicionante adicional. Considerou-se que o vento nas zonas de implantação dos dois grandes parques eólicos da rede de teste (DFIM e DFIM2) sopra a 10 m/s. Ambos os parques têm uma potência instalada demasiado elevada para a poderem debitar na totalidade numa rede isolada enfraquecida e em recuperação. Uma das maneiras de contar com a colaboração dos parques eólicos sem encontrar esta limitação é apelar para a utilização dos dispositivos de *deload* (denominação usual na literatura anglo-saxónica), que vão permitir, através da intervenção nos sistemas electrónicos das turbinas e no ângulo das suas pás, que estas descartem uma porção considerável da potência extraível do vento, aproveitando apenas a que interesse naquele momento.

Assim, os geradores eólicos vão ser ligados inicialmente com um valor de *deload* elevado, injectando uma potência reduzida na rede. Conforme a necessidade de potência na rede de teste for aumentando com o volume de carga o *deload* irá sendo reduzido progressivamente, adequando a produção às necessidades reais do sistema.

Conforme os níveis de produção e de carga variam na rede, também os níveis de tensão irão oscilar. É importante manter estas tensões em limites aceitáveis, preferencialmente dentro da gama 0.95-1.05 p.u.,

em regime permanente. Para conseguir estes valores irá ser necessário ligar escalões do banco de condensadores existente no barramento da subestação AT-MT e o sistema vai também utilizar a ajuda do DFIM que aí se encontra ligado mais directamente, visto este disponibilizar um sistema de controlo de tensão semelhante aos SVC. Em relação aos níveis de tensão outros problemas poderão ocorrer, pelo que na secção seguinte esta questão será abordada com mais algum detalhe.

Como o pretendido é atingir um regime de funcionamento idêntico ao da Secção 5.4.3, é necessário não esquecer que as cargas das 13 MG se encontram reduzidas para 100 kW (dos 150 kW originais) de modo a que a sua produção interna as possa garantidamente alimentar. Admitindo que as MG se encontram já ligadas à MMG, é já possível incrementar a carga destas MG, que se considerou controlável, de modo a restabelecer o regime de funcionamento canónico.

Neste ponto, a MMG já se encontrará a funcionar em regime isolado, com toda a carga de novo alimentada, mas ainda sem capacidade de realizar controlo secundário de frequência. Esta irá idealmente estabilizar num valor próximo do valor nominal, mas para que se aproxime consistentemente deste valor é necessário activar qualquer tipo de controlo secundário. Na rede de teste em estudo há duas hipóteses de ter um controlo secundário funcional, usando:

- O grupo Diesel – é a solução mais convencional e mais rápida, mas com menor capacidade;
- O sistema de controlo hierárquico – mais lento, mais com elevada disponibilidade.

Este último teve a sua capacidade de controlo secundário desactivada durante o processo de reposição de serviço para evitar interacções indesejadas (e para não mascarar as acções individuais do processo de recuperação), mas agora esta capacidade pode ser reactivada para trazer a frequência para o mais próximo possível do valor nominal. O grupo Diesel tem pouca capacidade de regulação mas pode dar uma pequena contribuição, principalmente no que concerne aos pequenos ajustes finais, quando a frequência está já muito próxima do valor nominal e os limiares de activação/intervenção do sistema de controlo hierárquico atrasam ou limitam a sua actuação.

Resta referir que, durante todo o processo de reposição, se consideraram disponíveis os dispositivos de armazenamento de energia existentes na MMG (tanto o VSI ligado no barramento NMV como cada um dos existentes nas micro-redes). O seu auxílio, apesar de não negligenciável, não é essencial, por oposição ao que se considerou acontecer quando se procedia ao *black start* em micro-redes.

7.2.2.3 Controlo de Tensão

A manutenção dos níveis de tensão numa rede com estas características pode apresentar um desafio especial. Os níveis reduzidos de produção convencional conduzem a que os proporcionalmente pequenos níveis de regulação de produção de potência reactiva (com origem nos tradicionais reguladores de tensão) não sejam suficientes para manter valores de tensão dentro das gamas habitualmente presentes em redes convencionais.

Assim, o aumento por etapas do nível de carga na rede ao longo de toda a sequência de reposição de serviço tem necessariamente de ser acompanhado por um aumento da produção de energia reactiva com origem em fontes que não máquinas síncronas convencionais. A solução mais directa passa pela utilização de bancos de condensadores e, dado que já está prevista a localização de um destes bancos no barramento da subestação de MT, a alteração dos seus escalões surge naturalmente como a abordagem evidente.

Alguma atenção tem de ser prestada aos transitórios (picos de tensão) que tipicamente são observados nos instantes de ligação de escalões de bancos de condensadores. Se estes forem exageradamente elevados, ou se os relés instalados na rede estiverem configurados de um modo excessivamente cauteloso, é possível que ocorram disparos intempestivos de protecções de máquinas ou outros tipos de fontes, provocando outros tipos de problemas em cadeia.

Também os parques eólicos podem contribuir com produção de energia reactiva, caso necessário. Neste caso concreto, o parque DFIM, por se encontrar ligado directamente ao barramento da subestação de MT e por isso poder ver a sua produção facilmente distribuída por toda a rede, é um muito bom candidato a esta função. As máquinas eólicas que equipam estes parques estão munidas de controladores de tensão (Secção 4.2.9.3) que podem ser opcionalmente activados e que lhes permitem funcionar como se de SVCs se tratassem. Optou-se por activar este controlador no parque eólico DFIM pelas razões indicadas.

Uma outra questão, um pouco mais dissimulada, tem a ver com as características físicas das redes de distribuição. Estas, que se distinguem por uma componente resistiva muito considerável, conduzem a que os trânsitos de potência activa tenham um efeito significativo nos níveis de tensão, chegando por vezes a limitar os volumes de produção que se podem obter de alguns dos grupos, principalmente em zonas particularmente fracas da rede. Um caso concreto prende-se com o parque eólico DFIM2 que, durante a sequência de reposição de serviço, não pode ter a sua potência incrementada como seria desejável devido aos valores elevados de tensão que originaria nos barramentos próximos do ponto onde se encontra. Assim, ao passo que é requerido ao parque eólico DFIM que produza tanto quanto possível tendo em conta o recurso primário disponível, o parque DFIM2, devido à sua localização menos favorável e ao cenário de produção do momento, não deverá ultrapassar cerca de 50% de utilização do recurso primário, sob pena de as tensões nos nós próximos verem as tensões ultrapassarem substancialmente a tolerância considerada admissível em relação aos valores nominais (gama de 0.95 a 1.05 p.u., dentro do disposto na NP EN 50 160 [138] e já considerada, por exemplo, na Secção 5.4.3.7).

7.3 Resultados

Apresentam-se aqui os resultados obtidos através da aplicação das regras gerais, descritas na secção anterior, à rede de teste que tem vindo a ser utilizada.

A análise destes resultados é feita do ponto de vista da frequência (o ponto de interesse principal deste trabalho) e também dos níveis de tensão.

7.3.1 Sequência de Ligação

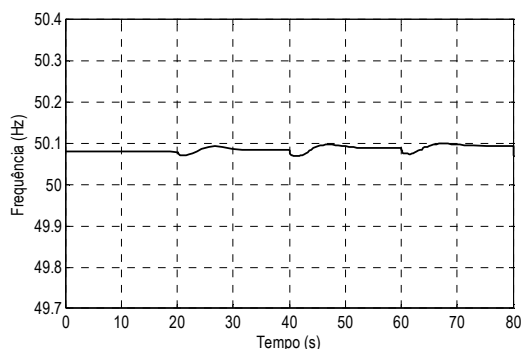
Toda a sequência é apresentada detalhadamente do ponto de vista do impacto nas variações de frequência, com a excepção da ligação dos escalões de bancos de condensadores, dada a pequena influência que apresentam neste tipo de fenómeno transitório.

Aos 900 segundos, após todas as cargas estarem alimentadas, o sistema de controlo hierárquico é activado, funcionando como um controlo secundário de frequência. Deste modo é possível à rede reiniciar a operação robusta em rede isolada, sendo que a frequência recupera em pouco tempo para valores muito próximos dos 50 Hz e variações de carga que ocorram entretanto não irão provocar desvios de frequência de longa duração, visto a capacidade de *load-following* estar já restabelecida.

Paralelo dos grupos mini-hídricos

Ligação à rede dos grupos hídricos HYDROA2, HYDROA e HYDRO, aos 20, 40 e 60 segundos, respectivamente.

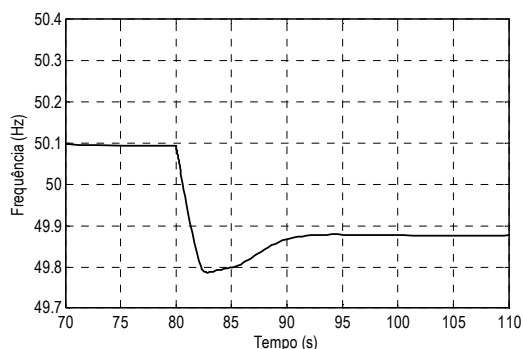
Estes grupos estão equipados com máquinas assíncronas que são aceleradas até uma velocidade muito ligeiramente acima da velocidade síncrona, para minimizar o impacto no sistema.



Ligação de um grupo de pequenas cargas

Aos 80 segundos são ligadas, em simultâneo, 8 cargas: NLVR4, NLVR8, NLVR10, NLVR4A, NLVR8A, NLVR10A, NLVR22A e NLVR25A. Estas são todas semelhantes: (0.086 MW, 0.042 Mvar).

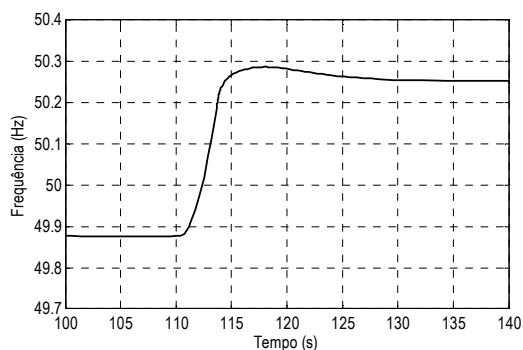
Optou-se por esta abordagem devido à sua reduzida dimensão, comprovada pelo reduzido impacto no sistema.



Alteração do ponto de funcionamento de um grupo mini-hídrico

Aos 110 segundos elevou-se a potência de saída do grupo hídrico HYDRO, que estava praticamente a zero, para 50% do nominal.

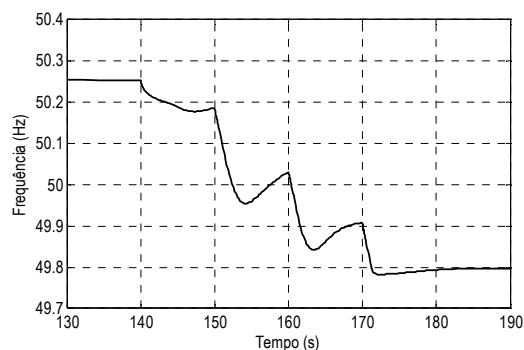
A rede começa, agora, a ficar mais preparada para suportar os próximos incrementos de carga.



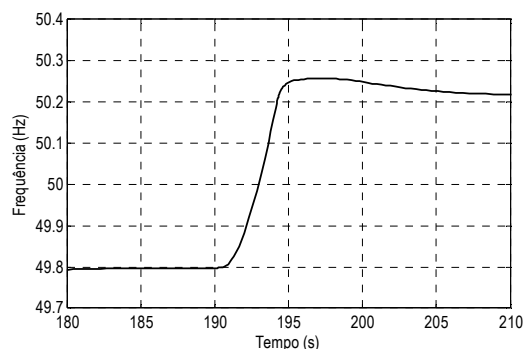
Ligação não simultânea de várias cargas

As cargas dos nós NLV5, NLV9, NLV4 e NLV4A são ligadas aos 140, 150, 160 e 170 segundos, respectivamente.

Devido à maior potência destas cargas (0.419 MW, 0.138 Mvar), optou-se por não as ligar em simultâneo.

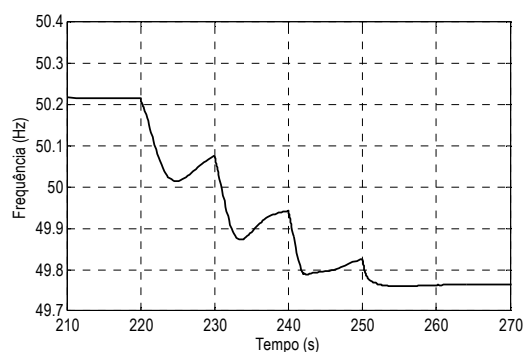
**Alteração do ponto de funcionamento de um grupo mini-hídrico**

Aos 190 segundos elevou-se a potência de saída do grupo hídrico HYDROA, que estava praticamente a zero, para 50% do nominal.

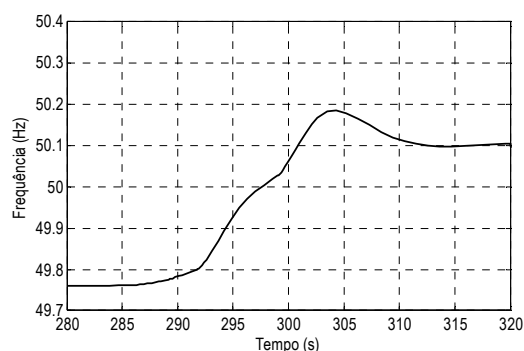
**Ligação não simultânea de várias cargas**

As cargas dos nós NLV5A, NLV9A, NLV18A e NLV11A são ligadas aos 220, 230, 240 e 250 segundos, respectivamente.

Devido à maior potência destas cargas (0.419 MW, 0.138 Mvar), optou-se por não as ligar em simultâneo.

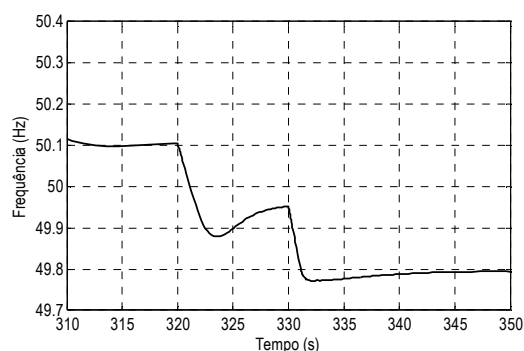
**Início da injeção de potência pelo parque eólico DFIM2**

Aos 280 segundos o parque eólico DFIM2 começa a injectar potência na rede. Apesar do vento disponível (10 m/s) permitir uma maior produção de energia, esta é limitada a 50% para evitar um aumento excessivo da tensão nesta parte da rede.

**Ligação de dois grupos de cargas de média dimensão**

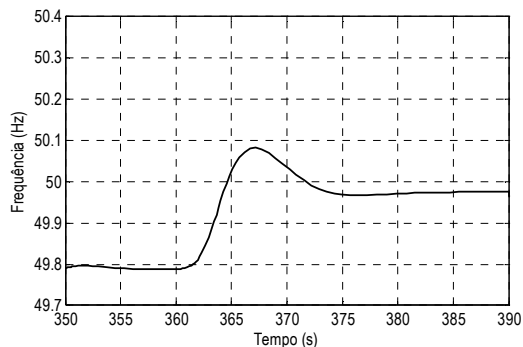
As cargas dos nós NLVR1 e NLVR5 são ligadas aos 320 segundos, ao passo que as cargas dos nós NLVR1A, NLVR5A e NLVR17A são ligadas aos 330 segundos.

Devido à potência destas cargas (0.216 MW, 0.105 Mvar), optou-se por não as ligar em simultâneo, mas sim em dois grupos.



Alteração do ponto de funcionamento de um grupo mini-hídrico

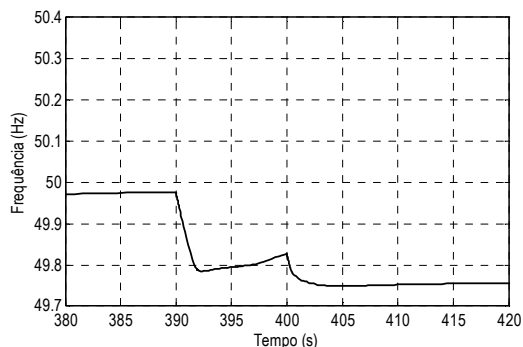
Aos 360 segundos elevou-se a potência de saída do grupo hídrico HYDROA2, que estava praticamente a zero, para 50% do nominal.



Ligação de dois grupos de cargas de média dimensão

As cargas dos nós NLVR2, NLVR3, NLVR7 e NLVR9 são ligadas aos 390 segundos, ao passo que as cargas dos nós NLVR2A, NLVR3A, NLVR7A e NLVR9A são ligadas aos 400 segundos.

Devido ao número e à potência destas cargas (0.135 MW, 0.065 Mvar), optou-se por não as ligar em simultâneo, mas sim em dois grupos.



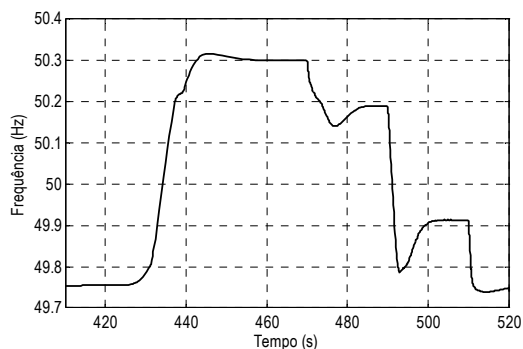
Início da injeção de potência pelo parque eólico DFIM

Aos 420 segundos o parque eólico DFIM começa a injectar potência na rede. Apesar do vento disponível (10 m/s) permitir uma maior produção de energia, esta é por enquanto limitada a 40% do valor disponível.

Ligação não simultânea de várias cargas elevadas

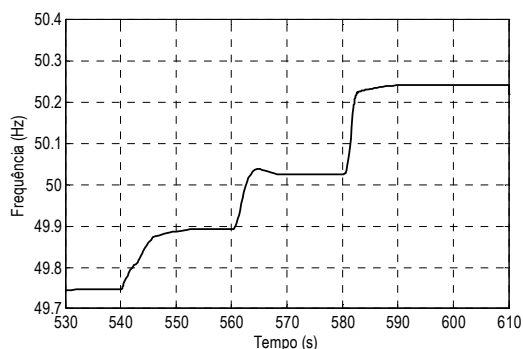
As cargas dos nós NLV6, NLV7 e NLV1 são ligadas aos 470, 490 e 510 segundos, respectivamente.

Devido à grande potência destas cargas (0.838 MW, 0.275 Mvar), optou-se por não as ligar em simultâneo.



Alteração dos pontos de funcionamento dos grupos CHP

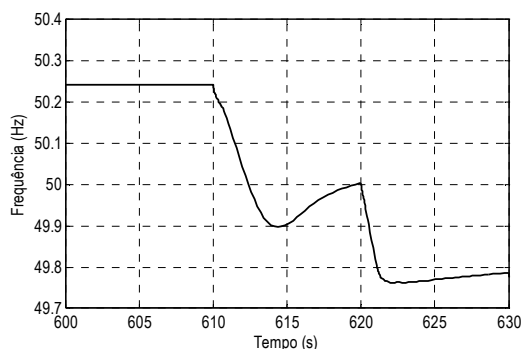
Aos 540, 560 e 580 segundos elevaram-se as potências de saída dos grupos CHP, CHPA2 e CHPA, respectivamente, para 80% do nominal.



Ligação não simultânea de várias cargas elevadas

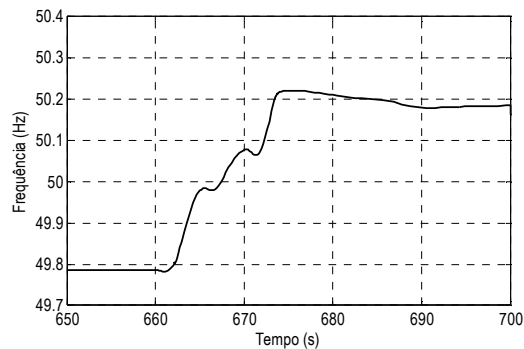
As cargas dos nós NLV2 e NLV1A são ligadas aos 610 e 620 segundos, respectivamente.

Devido à potência destas cargas (0.838 MW, 0.275 Mvar), optou-se por não as ligar em simultâneo.



Alteração dos pontos de funcionamento dos grupos mini-hídricos

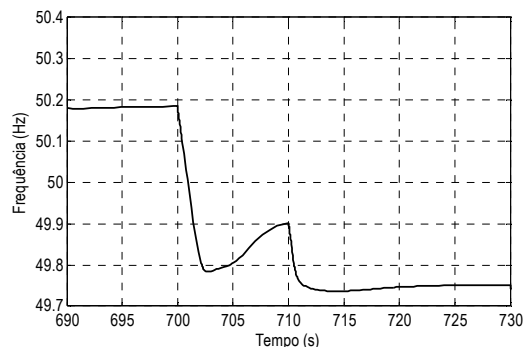
Aos 660, 665 e 670 segundos elevaram-se as potências de saída dos grupos HYDRO, HYDROA2 e HYDROA, respectivamente, para 70% do nominal.



Ligação não simultânea de várias cargas elevadas

As cargas dos nós NLV2A e NLV6A são ligadas aos 700 e 710 segundos, respectivamente.

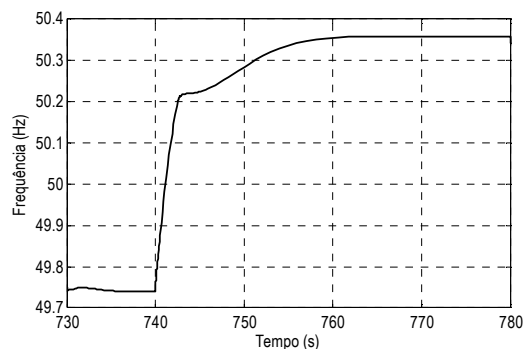
Devido à potência destas cargas (0.838 MW, 0.275 Mvar), optou-se por não as ligar em simultâneo.



Alteração dos pontos de funcionamento do parque eólico DFIM

Aos 740 segundos, o parque eólico DFIM vê a sua produção incrementada para aproveitar ao máximo o vento no momento (10 m/s).

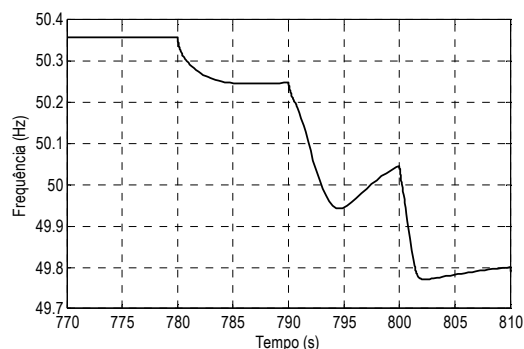
Isto é conseguido retirando o *deload* na totalidade.



Ligação não simultânea de várias cargas elevadas

As cargas dos nós NLV7A, NLV16A e NLV14A são ligadas aos 780, 790 e 800 segundos, respectivamente.

Devido à potência destas cargas (0.838 MW, 0.275 Mvar), optou-se por não as ligar em simultâneo.

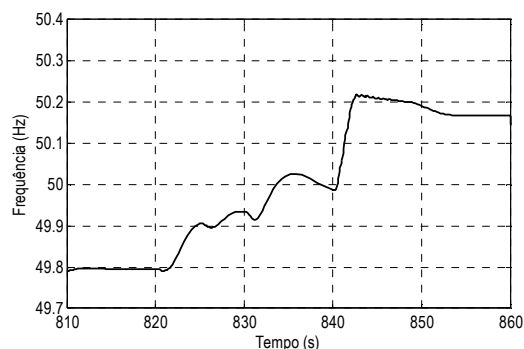


Alteração dos pontos de funcionamento dos grupos mini-hídricos

Aos 820, 825 e 830 segundos elevaram-se as potências de saída dos grupos HYDRO, HYDROA2 e HYDROA, respectivamente, para 80% do nominal.

Alteração do ponto de funcionamento do grupo Diesel

Também aos 840 segundos a potência do grupo Diesel foi elevada para 80% do nominal.



Ligação de cargas

Estes incrementos, apesar de modestos, destinam-se a dar um pouco mais de suporte antes de a última carga ser ligada, aos 860 segundos, no barramento NLV13A (0.838 MW, 0.275 Mvar).

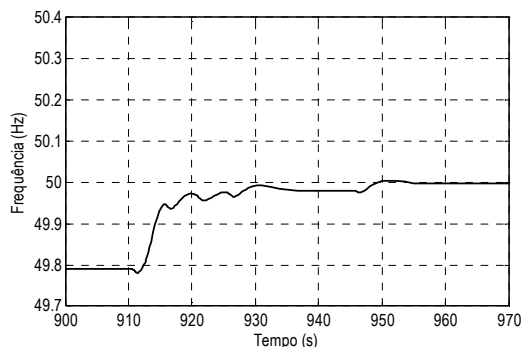
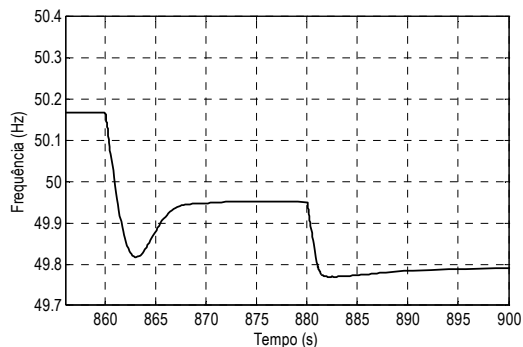
Incremento das cargas das micro-redes

Aos 880 segundos, as cargas em todas as 13 micro-redes são aumentadas em 50 kW cada em simultâneo (para um total de 650 kW).

Activação do Sistema de Controlo Hierárquico

A partir dos 900 segundos, o CAMC e todo o sistema de controlo hierárquico a ele subjacente passa a efectuar o controlo secundário de frequência e realiza os ajustes necessários para a aproximar um pouco mais do valor nominal.

TEMPO	VALOR	GRUPO
t=950.5 s	90.81%	HYDRO
t=950.5 s	90.43%	HYDROA2
t=955.5 s	95.23%	HYDRO
t=955.5 s	93.32%	HYDROA2
t=960.5 s	97.02%	HYDRO
t=960.5 s	95.78%	HYDROA2
t=965.5 s	98.48%	HYDRO
t=965.5 s	98.53%	HYDROA2
t=985.5 s	100.0%	HYDRO
t=985.5 s	100.0%	HYDROA2



O efeito da sequência completa de reposição sobre a frequência pode ser visto na Figura 7.2. É bem visível o facto de a frequência nunca se afastar demasiado dos 50 Hz. Para este facto contribuiu uma escolha judiciosa dos passos a tomar.

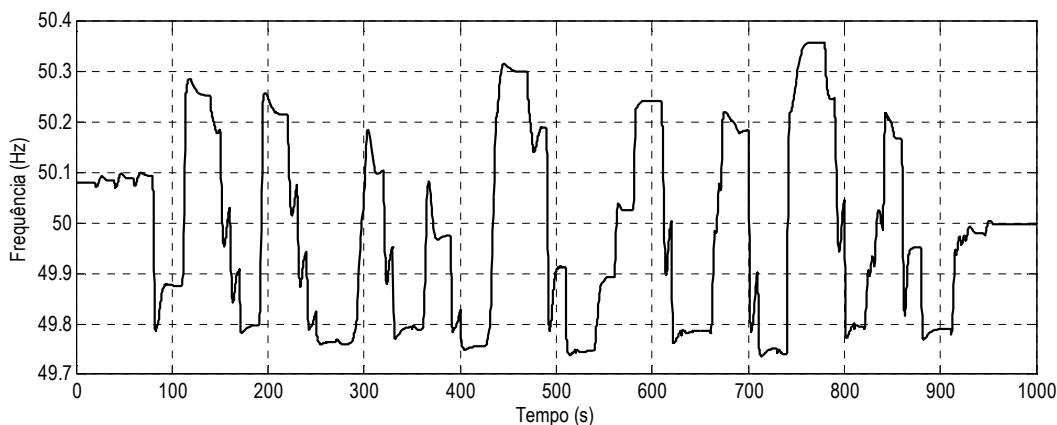


Figura 7.2 – Variação de frequência ao longo da sequência de reposição de serviço

É possível verificar que toda a sequência tem potencial para ser significativamente encurtada. De facto, muito tempo é deliberadamente perdido à espera que a frequência estabilize de modo a melhor

visualizar as contribuições individuais das diversas fontes e os desvios de frequência provocados quando cada carga ou grupo de cargas é ligado.

A Figura 7.3 mostra a contribuição, para o controlo de frequência, do dispositivo de armazenamento de energia (com VSI) ligado na MT. É claramente visível o efeito do limiar que está programado no seu controlo pois a potência de saída oscila muito próximo de zero mesmo quando a frequência se encontra claramente afastada do seu valor nominal. Este limiar, no entanto, é essencial para evitar que os elementos de armazenamento de energia se descarreguem (ou carreguem) completamente com demasiada facilidade, o que os impediria de cumprir correctamente as suas funções. Os VSI incorporados nas micro-redes encontram-se programados de modo idêntico.

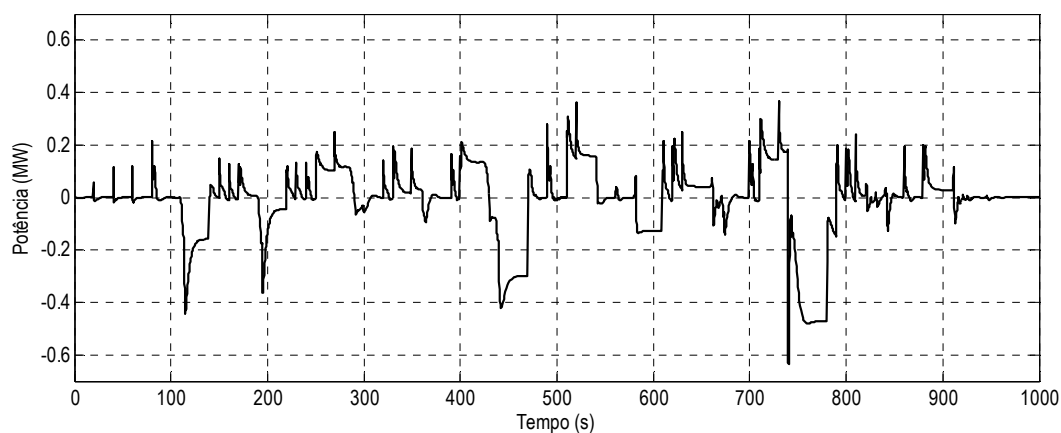


Figura 7.3 – Contribuição do VSI ligado na MT para o controlo de frequência (Reposição de Serviço)

Deve-se lembrar que a potência nominal deste VSI é de 1 MW, por isso este dispositivo pode claramente reagir a perturbações maiores do que as experienciadas nesta simulação.

7.3.2 Níveis de Tensão

Como foi já referido (Secção 2.3.1), os níveis de tensão podem facilmente tornar-se problemáticos em redes de distribuição. De modo a ilustrar esta afirmação, apresentam-se na Figura 7.4 os níveis de tensão em dois dos barramentos da rede de MT durante a duração da sequência de reposição de serviço.

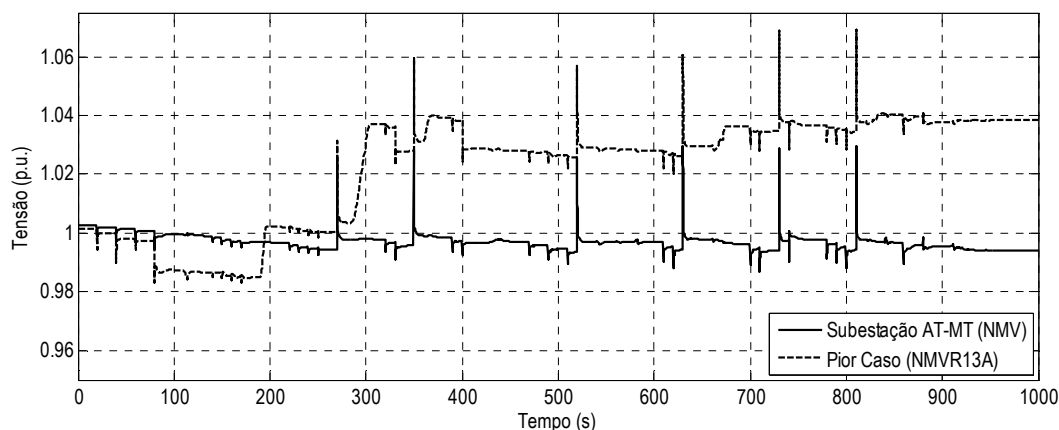


Figura 7.4 – Variações de tensão ao longo da sequência de reposição de serviço

O barramento NMVR13A está localizado numa zona particularmente fraca da rede, junto do parque eólico DFIM2 (de 3 MW). A natureza radial da rede neste ponto coloca dificuldades ao trânsito de potência deste local para o resto da rede. Isto pode ser verificado pelo súbito aumento da tensão neste barramento, que acontece no seguimento do incremento da produção deste parque (por volta dos 300 segundos de simulação).

Note-se que o aumento da tensão neste ponto não se reflecte no barramento principal de MT da subestação AT-MT. Este barramento encontra-se localizado num ponto forte da rede de teste, de onde a potência activa tem muitos pontos por onde se escoar e chegar às cargas que dela necessitam. Neste ponto, o problema existente relaciona-se com a tendência para a falta de energia reactiva e com a correspondente queda de tensão.

Neste caso concreto, o problema da correcção da tensão (controlo da potência reactiva) no barramento NMV não pode ser resolvido exclusivamente com o recurso às máquinas síncronas. Além de serem em pequeno número e relativamente pouco potentes, encontram-se dispersas pela MMG o que, sendo o controlo de tensão um problema eminentemente local, já diz muito da sua capacidade de colaboração. Por estas razões, vão ter de ser auxiliadas por outros elementos da rede, vindo a mais óbvia contribuição do banco de condensadores ligado no barramento principal de MT da subestação. Este banco vai ver os seus escalões serem ligados sucessivamente, acompanhando o aumento de carga no sistema, de modo a manter a tensão neste barramento aproximadamente constante. É, no entanto, ter atenção à amplitude dos transitórios de tensão que ocorrem ao ligar cada um dos escalões do banco de condensadores. A sua amplitude poderá ter implicações quer no ajuste dos sistemas de protecção da MMG, quer no próprio dimensionamento do banco de condensadores e do tamanho dos seus escalões.

Dispositivos do tipo SVC são ideais para este tipo de aplicação, pois permitem um ajuste mais linear e rápido da potência reactiva gerada sem as limitações impostas pelos escalões dos bancos de condensadores [171] mas o seu custo pode tornar a sua aplicação difícil de justificar neste tipo de cenário. No entanto, o parque eólico DFIM tem todos os elementos necessários para desempenhar estas funções

(Secção 4.2.9). A Figura 7.5 mostra a potência reactiva injectada na rede por este parque eólico na tentativa de manter a tensão no ponto de injeção próxima do seu valor nominal.

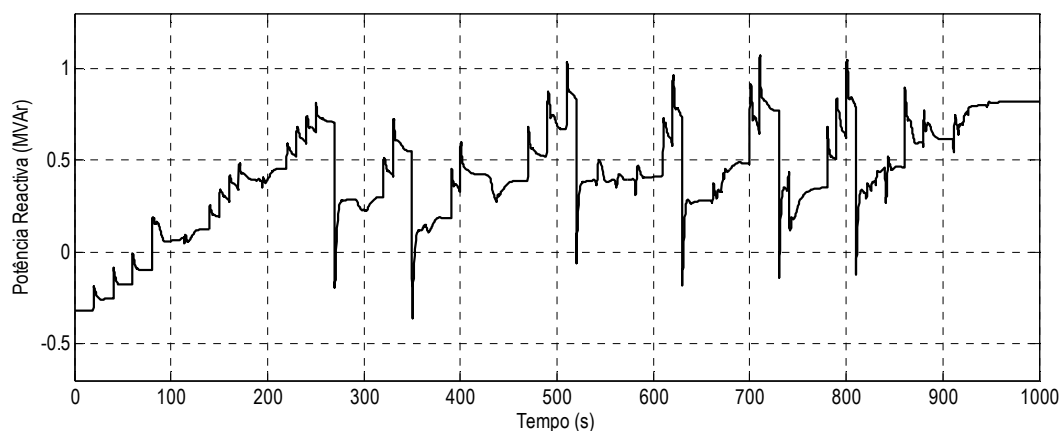


Figura 7.5 – Contribuição do DFIM ligado na MT para o controlo de tensão (Reposição de Serviço)

Esta contribuição complementa a acção do banco de condensadores. Por outro lado, a sua acção mais “fina” evita que o grupo Diesel, electricamente próximo, tenda a ter o mesmo tipo de actuação. Tendo em conta que se trata de um parque eólico com uma potência instalada de 9 MW (e que nunca injecta mais do que 5.5 MW), a contribuição em termos de potência reactiva não é desproporcionada e é suficiente para manter o grupo Diesel afastado do funcionamento próximo do seu limite térmico.

7.4 Conclusões

Neste capítulo demonstrou-se a viabilidade de proceder ao *black start* de uma MMG no seguimento de um *blackout* generalizado.

Se uma perturbação grave provocar um *blackout* na rede de AT a montante da MMG e esta não se conseguir separar automaticamente com sucesso e continuar a funcionar em modo isolado, é possível separar a MMG posteriormente e proceder à execução da sequência da reposição de serviço por intermédio do CAMC. Assim, não é necessário esperar pela reposição da rede de AT e é possível repor a MMG rapidamente em serviço.

Aproveitando as estratégias de controlo anteriormente utilizadas e considerando disponível toda a infra-estrutura de comunicações da MMG, foi possível estabelecer uma sequência de acções que permite uma reposição de serviço completamente autónoma. Esta sequência foi avaliada fundamentalmente através de simulações dinâmicas de longo prazo para análise da reintegração de carga e produção. O CAMC, onde estará programada esta sequência, guiará a MMG durante o processo de reposição de serviço. Para a apresentação de toda a sequência estar completa, foram também descritos sucintamente os resultados obtidos para a simulação dinâmica da energização da rede, não incluídos em detalhe nesta dissertação por se ter considerado que tal estaria fora do âmbito deste trabalho.

Apesar de os resultados mostrarem que este tipo de abordagem é efectivamente possível, o grau de sucesso que se pode esperar depende muito dos seguintes itens:

- Tem de haver disponibilidade de pelo menos uma unidade de produção distribuída ligada na MT com capacidade de black start de modo a poder ser usada como base para formar inicialmente a rede. Este gerador irá ter um papel crucial nos instantes iniciais da reposição de serviço e deverá ter capacidade para regular tensão e frequência de modo autónomo.
- De modo a evitar correntes de ligação excessivas durante a energização da rede de MT e do seu número elevado de transformadores, este procedimento tem de ser levado a cabo por etapas.
- A formação de ilhas contribui para reduzir os tempos de reposição de serviço, tanto de cargas de BT (nas micro-redes, por exemplo), como de MT. No entanto, para garantir a possibilidade de sincronizar estas ilhas mais tarde, é necessário que as ilhas criadas disponham dos dispositivos para verificar as condições de sincronismo e para efectuar a sincronização.

O problema do controlo de tensão assume uma relevância elevada neste tipo de redes e de uma perspectiva diferente da habitual. Como se teve oportunidade de observar, a localização e distribuição dos pontos de produção de energia é de extrema importância, não só pela possibilidade de criação e fornecimento das ilhas iniciais, mas também pela facilidade com que permitem o escoamento da energia produzida para os pontos de consumo. Em geral, as características particulares deste tipo de rede (relativamente resistiva) fazem com que seja muito difícil alimentar cargas electricamente distantes das fontes, uma vez que o aumento da produção de potência activa pode tender a aumentar de modo proibitivo a tensão no ponto de injeção (isto caso não haja um aumento correspondente do consumo local).

Note-se que para a determinação da sequência de reposição de serviço aqui apresentada não se recorreu a nenhum processo de optimização. Este processo não é de implementação trivial pois depende do cenário de operação da MMG nos instantes anteriores ao colapso e, num cenário real, seria sempre uma aproximação uma vez que podem ocorrer alterações à configuração das cargas enquanto a rede se encontra não energizada. De qualquer modo, considera-se interessante procurar encontrar um conjunto de regras que permitam melhorar o desempenho da reposição de serviço, nomeadamente reduzindo o tempo que a sequência demora a completar-se.

Capítulo 8 – Conclusões

8.1 Principais Contribuições

O trabalho desenvolvido nesta dissertação consiste num conjunto de propostas para permitir a gestão técnica integrada de várias MG em conjunto com unidades de PD, cargas controláveis e dispositivos de armazenamento. Com a integração de várias micro-redes na rede de distribuição definiu-se uma nova camada estrutural, agora ao nível da MT, formada pelas MG e por outra produção distribuída e cargas controláveis: a Multi-Micro-Rede.

Por oposição ao controlo autónomo, em que cada elemento actua individualmente, baseado nos dados que recolhe da rede, considera-se que o controlo coordenado e hierarquizado, distribuído por níveis hierárquicos, permite uma eficiente cooperação de todos os intervenientes na rede e disponibiliza uma cadeia de comando que possibilita o despacho da microprodução, uma tarefa difícil de cumprir caso fosse centralizada no operador da rede de distribuição. Adicionalmente, o controlo hierarquizado pode apresentar a vantagem adicional de permitir participação no mercado de grupos de produtores que, de outro modo, teriam um peso negocial reduzido.

Para conseguir efectivar esta solução de controlo hierarquizado, foi necessária a definição de um elemento de gestão e controlo – o CAMC. Este encontra-se no topo da hierarquia da Multi-Micro-Rede, uma estrutura ao nível da MT formada pela agregação de diversas micro-redes, cargas controláveis, sistemas de produção distribuída e outros dispositivos. Esta estrutura possibilita a exploração da PD e de outros recursos (DER) de modo a conseguir benefícios inatingíveis na visão clássica das redes de distribuição e que podem colocar a MMG num patamar superior em termos de qualidade de serviço e potencial de exploração, obtendo-se vantagens tanto para consumidores como para as entidades que exploram a rede.

Os objectivos deste trabalho centraram-se principalmente no comportamento dinâmico a médio e longo prazo, procurando-se tocar essencialmente questões associadas ao controlo de frequência e implementação de funções de emergência (funcionamento em modo isolado e reposição de serviço). No entanto, abordou-se ainda, de um modo mais ligeiro, o modo de operação em rede interligada onde o CAMC se encontra sob controlo do DMS.

As principais contribuições desta Tese foram as seguintes:

- **Definição da estrutura hierárquica da MMG** necessária para a implementação do controlo coordenado dos elementos da MMG (micro-redes, produção distribuída, dispositivos de armazenamento e cargas controláveis).
- **Definição da estrutura e da metodologia de controlo a ser seguida por estruturas intermédias de controlo (CAMC)** de modo a assegurar o controlo da MMG quando

interligada ou isolada da rede a montante e também durante o processo de transição entre estes modos de operação.

- **Verificação (através de simulação) de que a MMG, sob controlo do CAMC, tem capacidade para suportar perturbações graves como a transição para funcionamento em rede isolada**, mantendo a continuidade de serviço e limitando o impacto da perturbação. O CAMC pode utilizar um qualquer critério de optimização para definir o controlo da MMG, quer esta esteja isolada ou interligada com a rede a montante. Demonstrou-se ainda que a inclusão, no CAMC, do controlo do deslastre de cargas, permite colmatar possíveis deficiências ao nível da existência de reservas na MMG que a impeçam de operar convenientemente em rede isolada.
- **Verificação da importância do controlo de frequência proporcionado pelos dispositivos de armazenamento (controlo primário)** e pelas turbinas eólicas equipadas com DFIM (controlo primário e secundário) no funcionamento em rede isolada da MMG.
- **Implementação de um sistema de análise de segurança dinâmica baseado na utilização de técnicas de aprendizagem automática (ANN)** para prever o comportamento da MMG no caso de uma transição intempestiva para funcionamento em rede isolada. É assim possível prever o desvio de frequência após o isolamento e antecipar a resposta mais adequada a esta perturbação (por exemplo, determinando antecipadamente os volumes de deslastre de carga). Apesar de o modo mais preciso de prever este comportamento usar a simulação dinâmica da rede, o elevado esforço computacional envolvido levou a que se utilizassem as ANN.
- **Verificação da possibilidade de implementar procedimentos de *black start* em MMG**, recuperando a operação normal da rede após um *blackout* da MMG e da rede a montante. Considerou-se que a sequência de reposição de serviço seria implementada pelo CAMC e que as micro-redes existentes tinham capacidade para realizar autonomamente o seu próprio *black start*. A possibilidade de proceder à reposição de serviço sem esperar pela energização da rede AT a montante permitirá melhorar a qualidade de serviço dentro da MMG e acelerar o *black start* de toda a rede de distribuição.
- **Implementação de uma plataforma de simulação modular** para possibilitar a realização dos estudos envolvendo a MMG. Esta plataforma, desenvolvida utilizando simultaneamente o *Eurostag* e o *MATLAB*, é passível de aplicação futura em outros trabalhos que envolvam a integração de grandes quantidades de produção distribuída ou outros tipos de DER.

Em resumo, o trabalho aqui apresentado permitiu constatar que é efectivamente possível operar uma MMG em rede isolada, incluindo a fase de transição para este modo de funcionamento e a reposição de serviço em caso de colapso. Para tal, foram concebidas estratégias de controlo que viabilizam a operação em rede isolada de áreas da rede de distribuição com elevada penetração de produção

distribuída. O controlo integrado de cargas, produção e de outros elementos, permite que tarefas de *load-following* sejam executadas com facilidade, seguindo os critérios escolhidos.

A transição para rede isolada no caso de ocorrer um problema grave na rede a montante foi também analisada. Identificaram-se as condições necessárias para assegurar a viabilidade dessa transição em condições não triviais: cenário de considerável importação de energia pela MMG. No caso de a transição para rede isolada não ser possível e ocorrer o colapso da multi-micro-rede, é possível proceder à reposição de serviço autonomamente, sem o auxílio da rede a montante.

Todos os modos de operação da MMG foram estudados e verificados com o recurso a simulações dinâmicas realizadas numa plataforma de simulação especialmente desenvolvida para este efeito e que tem como base a utilização simultânea do *Eurostag* e do *MATLAB*. Este sistema relevou a capacidade para a simulação de sistemas de grande dimensão com relativa facilidade e o seu carácter modular permite a sua exploração no futuro para outras aplicações.

8.2 Perspectivas de Desenvolvimento

Como não poderia deixar de ser, um trabalho com esta dimensão levanta sempre um conjunto de questões que, por limitações de diversa ordem, ficam sem resposta imediata. Nos parágrafos seguintes tenta-se descrever, de um modo sucinto, possíveis futuras contribuições que se consideram importantes para completar o trabalho já aqui desenvolvido.

O controlo de tensão, apesar de não ser o objecto principal deste trabalho, mostrou requerer uma atenção especial neste tipo de redes. De facto, a relação R/X deste tipo de rede (relativamente resistiva), faz com que seja muito difícil alimentar cargas electricamente distantes das fontes devido ao possível aumento excessivo do nível de tensão provocado pela injeção de potência activa não compensada por consumos locais. Este facto foi particularmente evidente durante o processo de reposição em serviço, quando existe pouca carga ligada na rede e não há disponibilidade de todos os grupos produtores, podendo estes encontrar-se longe dos centros de consumo.

Apesar de este trabalho se enquadrar no projecto *MORE MICROGRIDS*, no âmbito do qual se encontram em desenvolvimento outras dissertações com temas que incluem o controlo de tensão em regime estacionário, será conveniente aprofundar o estudo da contribuição da produção distribuída para o controlo de tensão em regime dinâmico. Isto envolve o estudo mais detalhado e o desenvolvimento de alguns dos modelos de PD, um pouco à semelhança do já apresentado neste trabalho para o caso do modelo do DFIM.

A inclusão de dispositivos de armazenamento de diferentes dimensões, em diversos níveis de tensão (na MT e, nas micro-redes, em BT), permite desde já começar antever os efeitos da massificação da introdução de veículos eléctricos ou híbridos do tipo *plug-in*, que requerem longos períodos de carga.

Espera-se que, num futuro não muito distante, este tipo de veículos possa assumir um papel não negligenciável na operação da rede eléctrica. O conceito de *Vehicle to Grid* (V2G), que considera a possibilidade de os veículos fornecerem energia eléctrica à rede, permite que uma frota de veículos se comporte como um grande e disperso reservatório de energia. Isto pode possibilitar a existência uma margem de reserva que pode ser utilizada pela MMG (ou outro tipo de rede) quando forçada a operar em modo isolado. A coordenação deste tipo de contribuição (através do CAMC e dos MGCC) não deverá afastar-se muito do conseguido através da plataforma de simulação utilizada neste trabalho, pelo que a utilização desta mesma plataforma para estudar este tipo de sistemas poderá revestir-se de considerável interesse.

Referências

- [1] União Europeia, "Conclusões da Presidência - Conselho Europeu de Bruxelas, Março de 2007," Bruxelas, 2007.
- [2] IEEE Standards Coordinating Committee 21, "IEEE Std 1547-2003 - IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," 2003.
- [3] N. Hatziargyriou, *et al.*, "Microgrids - An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 4, pp. 78-94, 2007.
- [4] T. David Treballe, "La Generación Distribuida en España," Dissertação de Mestrado, Universidad Pontificia Comillas, 2006.
- [5] C. C. L. Moreira, "Identification and Development of Microgrids Emergency Control Procedures," Dissertação de Doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.
- [6] G. Pepermans, *et al.*, "Distributed generation: definition, benefits and issues," *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787-798, 2005.
- [7] Cired Working Group No 4 on Dispersed Generation, "Preliminary Report for Discussion at CIRED 1999," CIRED, Nice, 1999.
- [8] T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder, "Distributed generation: a definition," *Electric Power Systems Research*, vol. 57, no. 3, pp. 195-204, 2001.
- [9] P. Dondi, *et al.*, "Network integration of distributed power generation," *Journal of Power Sources*, vol. 106, no. 1-2, pp. 1-9, 2002.
- [10] International Energy Agency, *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*: International Energy Agency, 2002.
- [11] J. A. Peças Lopes, *et al.*, "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 9, pp. 1189-1203, 2007.
- [12] T. Bopp, *et al.*, "Commercial and technical integration of distributed generation into distribution networks," apresentado na 17th International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Barcelona, 2003.

- [13] P. Chiradeja, R. Ramakumar, "An approach to quantify the technical benefits of distributed generation," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 764-773, 2004.
- [14] H. A. Gil, G. Joos, "On the Quantification of the Network Capacity Deferral Value of Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1592-1599, 2006.
- [15] P. M. Costa, M. A. Matos, "Assessing the contribution of microgrids to the reliability of distribution networks," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 2, pp. 382-389, 2009.
- [16] H. A. Gil, G. Joos, "Customer-Owned Back-Up Generators for Energy Management by Distribution Utilities," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 1044-1050, 2007.
- [17] J. M. Daley, R. L. Siciliano, "Application of emergency and standby generation for distributed generation. I. Concepts and hypotheses," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 39, no. 4, pp. 1214-1225, 2003.
- [18] R. C. Dugan, T. E. McDermott, G. J. Ball, "Planning for distributed generation," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 7, no. 2, pp. 80-88, 2001.
- [19] L. F. Ochoa, A. Padilha-Feltrin, G. P. Harrison, "Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, pp. 1452-1458, 2006.
- [20] V. H. M. Quezada, J. R. Abbad, T. G. S. Roman, "Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 533-540, 2006.
- [21] G. P. Harrison, *et al.*, "Exploring the Tradeoffs Between Incentives for Distributed Generation Developers and DNOs," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 2, pp. 821-828, 2007.
- [22] P. M. Costa, M. A. Matos, "Loss allocation in distribution networks with embedded generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 384-389, 2004.
- [23] J. Mutale, *et al.*, "Allocation of losses in distribution systems with embedded generation," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 147, no. 1, pp. 7-14, 2000.
- [24] C. Wang, M. H. Nehrir, "Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 2068-2076, 2004.
- [25] N. Jenkins, *et al.*, *Embedded Generation* vol. 31: IET - The Institution of Engineering and Technology, 2000.

-
- [26] S. N. Liew, G. Strbac, "Maximising penetration of wind generation in existing distribution networks," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 149, no. 3, pp. 256-262, 2002.
- [27] C. M. Hird, *et al.*, "Network voltage controller for distributed generation," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 151, no. 2, pp. 150-156, 2004.
- [28] J. A. Peças Lopes, *et al.*, "Voltage and reactive power control provided by DG units," in *CIGRÉ Symposium*, Atenas, 2005.
- [29] A. G. Madureira, J. A. Peças Lopes, "Coordinated voltage support in distribution networks with distributed generation and microgrids," *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 4, pp. 439-454, 2009.
- [30] F. Bignucolo, R. Caldon, V. Prandoni, "Radial MV networks voltage regulation with distribution management system coordinated controller," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 4, pp. 634-645, 2008.
- [31] M. E. Baran, I. M. El-Markabi, "A Multiagent-Based Dispatching Scheme for Distributed Generators for Voltage Support on Distribution Feeders," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 52-59, 2007.
- [32] T. N. Boutsika, S. A. Papathanassiou, "Short-circuit calculations in networks with distributed generation," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 7, pp. 1181-1191, 2008.
- [33] N. Jenkins, *et al.*, "MicroGrids Project Deliverable DE2: Protection Guidelines for a MicroGrid," UMIST & INESC Porto, 2005.
- [34] A. S. Emhemed, G. Burt, O. Anaya-Lara, "Impact of high penetration of single-phase distributed energy resources on the protection of LV distribution networks," in *42nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2007)*, 2007, pp. 223-227.
- [35] P. P. Barker, R. W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems," in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2000, pp. 1645-1656.
- [36] N. Nimpitiwan, *et al.*, "Fault Current Contribution From Synchronous Machine and Inverter Based Distributed Generators," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 1, pp. 634-641, 2007.
-

- [37] T. Ackermann, V. Knyazkin, "Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects," in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*, 2002, pp. 1357-1362.
- [38] A. Girgis, S. Brahma, "Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system," in *Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (LESCOPE '01)*, 2001, pp. 115-119.
- [39] K. Kauhaniemi, L. Kumpulainen, "Impact of distributed generation on the protection of distribution networks," in *Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection*, 2004, pp. 315-318.
- [40] S. Conti, "Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 1, pp. 49-56, 2009.
- [41] G. Joos, *et al.*, "The potential of distributed generation to provide ancillary services," in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2000, pp. 1762-1767.
- [42] K. J. P. Macken, M. H. J. Bollen, R. J. M. Belmans, "Mitigation of voltage dips through distributed generation systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 40, no. 6, pp. 1686-1693, 2004.
- [43] G. Chicco, P. Mancarella, "Distributed multi-generation: A comprehensive view," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 3, pp. 535-551, 2009.
- [44] K. J. P. Macken, *et al.*, "Distributed control of renewable generation units with integrated active filter," in *IEEE 34th Annual Power Electronics Specialist Conference (PESC '03)*, 2003, pp. 741-747.
- [45] M. Reza, *et al.*, "Impacts of distributed generation penetration levels on power systems transient stability," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2004, pp. 2150-2155.
- [46] W. Freitas, *et al.*, "Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 301-311, 2006.
- [47] A. M. Azmy, I. Erlich, "Impact of distributed generation on the stability of electrical power system," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005, pp. 1056-1063.
- [48] B. Renders, *et al.*, "Improving the voltage dip immunity of converter-connected distributed generation units," *Renewable Energy*, vol. 33, no. 5, pp. 1011-1018, 2008.

-
- [49] R. G. de Almeida, "Contribuições para a Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados," Dissertação de Doutorado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2006.
- [50] N. Jenkins, "Integrating PV with the Power System (Keynote Lecture)," apresentado na EuroSun 2004 Conference, Freiburg, Germany, 2004.
- [51] M. Braun, "Technological control capabilities of DER to provide future ancillary services," *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 3, no. 3, pp. 191–206, 2007.
- [52] E. Tröster, "New German Grid Codes for Connecting PV Systems to the Medium Voltage Power Grid," apresentado na 2nd Int'l Workshop on Concentrating Photovoltaic Power Plants: Optical Design and Grid Connection, Darmstadt, Alemanha, 2009.
- [53] A. Shafiu, *et al.*, "Active management and protection of distribution networks with distributed generation," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2004, pp. 1098-1103.
- [54] IEEE Standards Coordinating Committee 21, "IEEE Guide 1547.3-2007 - IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems," 2007.
- [55] R. A. Walling, N. W. Miller, "Distributed generation islanding - Implications on power system dynamic performance," in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2002, pp. 92-96.
- [56] Y. Zhihong, *et al.*, "Evaluation of anti-islanding schemes based on nondetection zone concept," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1171-1176, 2004.
- [57] P. A. Daly, J. Morrison, "Understanding the potential benefits of distributed generation on power delivery systems," in *Rural Electric Power Conference*, 2001, pp. A2/1-A2/13.
- [58] G. Celli, F. Pilo, "Optimal distributed generation allocation in MV distribution networks," in *Power Industry Computer Applications (PICA 2001)*, Sydney, 2001, pp. 81-86.
- [59] C. L. T. Borges, D. M. Falcão, "Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, no. 6, pp. 413-420, 2006.
- [60] W. El-Khattam, *et al.*, "Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, 2004.
-

- [61] A. A. Chowdhury, S. K. Agarwal, D. O. Koval, "Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 39, no. 5, pp. 1493-1498, 2003.
- [62] R. Lasseter, *et al.*, "Integration of distributed energy resources. The CERTS Microgrid Concept," Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2002.
- [63] P. Piagi, R. H. Lasseter, "Autonomous control of microgrids," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, 2006, pp. 18-22.
- [64] N. Hatziargyriou, *et al.*, "Microgrids - Large scale integration of microgeneration to low voltage grids," apresentado na CIGRÉ session, 2006.
- [65] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, A. G. Madureira, "Defining control strategies for MicroGrids islanded operation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 916-924, 2006.
- [66] A. Engler, *et al.*, "MicroGrids Project Deliverable DB1: Local Micro Source controller strategies and algorithms," ISET & UMIST, 2004.
- [67] A. L. Dimeas, N. D. Hatziargyriou, "Operation of a Multiagent System for Microgrid Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1447-1455, 2005.
- [68] N. Hatziargyriou, *et al.*, "MicroGrids Project Deliverable DC1: MicroGrid Central Controller strategies and algorithms," NTUA, INESC Porto & LABEIN, 2004.
- [69] J. Ruela, *et al.*, "MicroGrids Project Deliverable DF1: Report on Telecommunication Infrastructures and Communication Protocols " INESC Porto & LABEIN, 2005.
- [70] C. L. Moreira, J. A. Peças Lopes, "MicroGrids Dynamic Security Assessment," in *International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP '07)*, Capri, 2007, pp. 26-32.
- [71] J. A. Peças Lopes, *et al.*, "MicroGrids Project Deliverable DD1: Emergency Strategies and Algorithms," INESC Porto, UMIST, NTUA, EDF, 2004.
- [72] C. L. Moreira, F. O. Resende, J. A. Peças Lopes, "Using Low Voltage MicroGrids for Service Restoration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 395-403, 2007.
- [73] J. A. Peças Lopes, A. Madureira, "More MicroGrids Project Internal Report: Definition of Control and Management Functionalities for Multi-MicroGrids (TD1. Multi-Microgrids: Definition of System Services offered at MV network, Interaction of MGCCs and DMS)," INESC Porto, Portugal, 2006.

-
- [74] EDP Distribuição, "Relatório de Qualidade de Serviço," Portugal, 2005.
- [75] R. H. Lasseter, P. Paigi, "Microgrid: a conceptual solution," in *IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC 04)*, Aachen, Alemanha, 2004, pp. 4285-4290.
- [76] H. F. Wang, "Multi-agent co-ordination for the secondary voltage control in power-system contingencies," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 148, no. 1, pp. 61-66, 2001.
- [77] J. P. Paul, J. Y. Leost, J. M. Tesserion, "Survey of the Secondary Voltage Control in France: Present Realization and Investigations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, no. 2, pp. 505-511, 1987.
- [78] A. G. Madureira, J. A. P. Lopes, "Voltage and reactive power control in MV networks integrating MicroGrids," apresentado na International Conference on Renewable Energy and Power Quality (ICREPQ'07), Sevilha, Espanha, 2007.
- [79] P. Carlsson, *et al.*, "CRISP Deliverable D1.5 - Intelligent load shedding," CRISP: Distributed Intelligence in Critical Infrastructures for Sustainable Power, 2005.
- [80] C. R. Hudson, "Industrial Use of Distributed Generation in Real-Time Energy and Ancillary Service Markets," Oak Ridge National Laboratory, 2001.
- [81] J. D. Kueck, *et al.*, "Microgrid Energy Management System," Oak Ridge National Laboratory, 2002.
- [82] A. L. Dimeas, N. D. Hatziargyriou, "Agent based control of Virtual Power Plants," apresentado na International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems (ISAP 2007), 2007.
- [83] C. Schulz, G. Roder, M. Kurrat, "Virtual power plants with combined heat and power micro-units," apresentado na International Conference on Future Power Systems, Amsterdão, 2005.
- [84] G. Gibson, "Intelligent Software Agents for Control and Scheduling of Distributed Generation," California Energy Commission, 2001.
- [85] P. Kundur, *Power Systems Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc., 1993.
- [86] N. J. Gil, "Elaboração de Procedimentos e Critérios para Definição de Limites de Elegibilidade de Aceitação de Produção Renovável em Redes Isoladas," Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2003.
- [87] Tractebel Engineering, EDF, *EUROSTAG Release 4.2 Package Documentation*, 2002.
-

- [88] G. S. Stavrakakis, G. N. Kariniotakis, "A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel - Wind Turbines Systems Interaction. Part I: A General Multimachine Power System Model," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 10, no. 3, pp. 577-583, 1995.
- [89] V. E. A. J. Van Acker, "Steady State and Dynamic Behaviour Analysis of Isolated Power Systems with Wind Power Production," Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 1995.
- [90] M. H. Vasconcelos, "Aplicação de Técnicas Híbridas de Aprendizagem Automática para Avaliação Rápida de Segurança Dinâmica de Redes Isoladas com Produção Eólica," Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 1999.
- [91] Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies, "Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 167-179, 1992.
- [92] F. G. Stephen, "CHP Case Studies - Saving Money and Increasing Security," Capstone Turbine Corporation, 2004.
- [93] Y. Zhu, K. Tomsovic, "Development of models for analyzing the load-following performance of microturbines and fuel cells," *Electric Power Systems Research*, vol. 62, no. 1, pp. 1-11, 2002.
- [94] M. Nagpal, *et al.*, "Experience with Testing and Modeling of Gas Turbines," in *Power Engineering Society Winter Meeting*, 2001, pp. 652-656.
- [95] O. Fethi, L. A. Dessaint, K. Al-Haddad, "Modeling and simulation of the electric part of a grid connected microturbine," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2004, pp. 2212-2219.
- [96] B. Severin, "The Market Value and Cost of Solar Photovoltaic Electricity Production," University of California Energy Institute, Janeiro 2008.
- [97] T. Tsoutsos, *et al.*, "An analysis of the Greek photovoltaic market," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 8, no. 1, pp. 49-72, 2004.
- [98] P. D. Maycock, "PV review: World Solar PV market continues explosive growth," *Refocus*, vol. 6, no. 5, pp. 18-22, 2005.
- [99] T. Yun Tiam, D. S. Kirschen, N. Jenkins, "A model of PV generation suitable for stability analysis," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 748-755, 2004.

-
- [100] N. Hatziaargyriou, *et al.*, "Modelling of Micro-Sources for Security Studies," in *Proceedings of CIGRÉ*, 2004.
- [101] J. Van Mierlo, P. Van den Bossche, G. Maggetto, "Models of energy sources for EV and HEV: fuel cells, batteries, ultracapacitors, flywheels and engine-generators," *Journal of Power Sources*, vol. 128, no. 1, pp. 76-89, 2004.
- [102] N. L. Soutanis, S. A. Papathanasiou, N. D. Hatziaargyriou, "A Stability Algorithm for the Dynamic Analysis of Inverter Dominated Unbalanced LV Microgrids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 294-304, 2007.
- [103] F. Katiraei, M. R. Iravani, P. W. Lehn, "Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 1, pp. 248-257, 2005.
- [104] F. Katiraei, M. R. Iravani, "Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1821-1831, 2006.
- [105] R. Lasseter, P. Piagi, "Providing premium power through distributed resources," apresentado na 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences, Hawaii, 2000.
- [106] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, F. O. Resende, "MicroGrids Black Start and Islanded Operation," apresentado na 15th Power Systems Computation Conference (PSCC 2005), Liège, Bélgica, 2005.
- [107] A. Engler, N. Soutanis, "Droop control in LV-Grids," apresentado na International Conference on Future Power Systems, Amsterdão, 2005.
- [108] P. C. Sen, *Principles of Electric Machines and Power Electronics*, 2ª ed.: Wiley, 1996.
- [109] A. Engler, "Applicability of droops in low voltage grids," *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 1, no. 1, pp. 3-15, 2005.
- [110] J. G. Slootweg, H. Polinder, W. L. Kling, "Dynamic Modelling of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator," apresentado na IEEE PES Summer Meeting, Vancouver, 2001.
- [111] P. Gipe, *Wind Energy Comes of Age*: John Wiley & Sons, 1995.
- [112] S. Müller, M. Deicke, R. W. De Doncker, "Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 8, no. 3, pp. 26-33, 2002.
- [113] J. G. Slootweg, "Wind Power: Modelling and Impact on Power System Dynamics," Dissertação de Doutorado, Technische Universiteit Delft, 2003.
-

- [114] J. G. Slootweg, *et al.*, "General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 144-151, 2003.
- [115] N. Jenkins, L. Holdsworth, X. Wu, "Dynamic and Stead-State Modelling of the Doubly-Fed Induction Machine (DFIM) for Wind Turbine Applications," MCEE UMIST, Janeiro 2002.
- [116] L. Holdsworth, *et al.*, "Comparison of Fixed Speed and Doubly Fed Induction Wind Turbines During Power System Disturbances," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, no. 3, pp. 343-352, 2003.
- [117] Hydro-Québec, TransÉnergie Technologies, *SimPowerSystems 4 Reference*: The MathWorks, Inc., 2006.
- [118] S. Müller, M. Deicke, R. W. De Doncker, "Adjustable Speed Generators for Wind Turbines based on Doubly-fed Induction Machines and 4-Quadrant IGBT Converters Linked to the Rotor," in *Industry Applications Conference*, Roma, 2000, pp. 2249-2254.
- [119] J. G. Slootweg, H. Polinder, W. L. Kling, "Dynamic Modelling of a Wind Turbine with Direct Drive Synchronous Generator and Back to Back Voltage Source Converter and its Controls," apresentado na European Wind Energy Conference, Copenhaga, 2001.
- [120] J. G. Slootweg, H. Polinder, W. L. Kling, "Initialization of Wind Turbine Models in Power Systems Dynamics Simulations," apresentado na IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, 2001.
- [121] H. De Battista, R. J. Mantz, C. F. Christiansen, "Dynamical Sliding Mode Power Control of Wind Driven Induction Generators," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 15, no. 4, pp. 451-457, 2000.
- [122] Z. Chen, E. Spooner, "Grid Interface Options for Variable-Speed, Permanent-Magnet Generators," in *IEE Proceedings - Electrical Power Applications*, 1998, pp. 273-283.
- [123] T. Nakamura, *et al.*, "Optimum Control of IPMSG for Wind Generation System," in *Proceedings of the Power Conversion Conference (PCC Osaka 2002)*, 2002, pp. 1435-1440.
- [124] S. Bhowmik, R. Spée, J. H. R. Enslin, "Performance Optimization for Doubly-Fed Wind Power Generation Systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 35, no. 4, pp. 949-958, 1999.
- [125] V. Akhmatov, "Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power," *Disertação de Doutoramento*, Technical University of Denmark, 2003.

-
- [126] V. Akhmatov, "System stability of large wind power networks: A Danish study case," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 48-57, 2006.
- [127] I. M. de Alegria, *et al.*, "Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 8, pp. 1858-1872, 2007.
- [128] Eltra, Elkraft System, "Wind Turbines connected to Grids with Voltages above 100 kV (Technical Regulations TF 3.2.5)," Dinamarca, 2004.
- [129] Eltra, Elkraft System, "Wind Turbines connected to Grids with Voltages below 100 kV (Technical Regulations TF 3.2.6)," Dinamarca, 2004.
- [130] V. Akhmatov, *et al.*, "Modelling and transient stability of large wind farms," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 123-144, 2003.
- [131] N. W. Miller, *et al.*, "Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulations," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2003, pp. 1977-1983.
- [132] R. G. de Almeida, E. D. Castronuovo, J. A. Peças Lopes, "Optimum generation control in wind parks when carrying out system operator requests," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 718-725, 2006.
- [133] L. Holdsworth, J. B. Ekanayake, N. Jenkins, "Power system frequency response from fixed speed and doubly fed induction generator-based wind turbines," *Wind Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 21-35, 2004.
- [134] J. Ekanayake, H. Lee, N. Jenkins, "Control of DFIG wind turbines," *IET Power Engineer*, vol. 17, no. 1, pp. 28-32, 2003.
- [135] A. E. Hammad, M. Z. El-Sadek, "Prevention of transient voltage instabilities due to induction motor loads by static VAR compensators," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, no. 3, pp. 1182-1190, 1989.
- [136] Tractebel Engineering, EDF. *EUROSTAG - Home Page*. Disponível em: [www.eurostag.be]
- [137] F. O. Resende, "Contributions for MicroGrids Dynamic Modelling and Operation," Dissertação de Doutorado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2007.
- [138] Norma NP EN 50 160, "Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica," Portugal, 1995.
-

- [139] Sistema Eléctrico de Serviço Público dos Açores, "Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do SEPA," Açores, Portugal, 2004.
- [140] S. Doolla, T. S. Bhatti, "Automatic generation control of an isolated small-hydro power plant," *Electric Power Systems Research*, vol. 76, no. 9-10, pp. 889-896, 2006.
- [141] J. N. Fidalgo, "Sistemas isolados com produção eólica - Controlo e segurança com redes neuronais," Dissertação de Doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 1995.
- [142] M. H. Vasconcelos, "Avaliação e Controlo de Segurança de Redes Interligadas com Grande Penetração Eólica com base em Métodos de Aprendizagem Automática," Dissertação de Doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2007.
- [143] J. A. Peças Lopes, *et al.*, "More MicroGrids Project Deliverable DD3: Strategies for Emergency Functions (TD4. Emergency Functions - Islanding with Several Microgrids and Blackstart)," INESC Porto & ICCS/NTUA, 2008.
- [144] M. T. Hagan, H. B. Demuth, M. Beale, *Neural network design*. PWS Publishing Co., 1996.
- [145] H. Demuth, M. Beale, M. Hagan, *Neural Network Toolbox 5 User's Guide*. The MathWorks, Inc., 2006.
- [146] M. T. Hagan, M. B. Menhaj, "Training feedforward networks with the Marquardt algorithm," *IEEE Transactions on Neural Networks*, vol. 5, no. 6, pp. 989-993, 1994.
- [147] F. D. Foresee, M. T. Hagan, "Gauss-Newton approximation to Bayesian learning," in *International Conference on Neural Networks*, 1997, pp. 1930-1935.
- [148] R. P. Lippmann, "Pattern classification using neural networks," *IEEE Communications Magazine*, vol. 27, no. 11, pp. 47-50, 59-64, 1989.
- [149] D. F. Specht, "Probabilistic neural networks for classification, mapping, or associative memory," in *IEEE International Conference on Neural Networks*, 1988, pp. 525-532.
- [150] T. Kohonen, "Improved versions of learning vector quantization," in *IJCNN International Joint Conference on Neural Networks*, 1990, pp. 545-550.
- [151] C. Cortes, V. Vapnik, "Support-vector networks," *Machine Learning*, vol. 20, no. 3, pp. 273-297, 1995.
- [152] G. P. Zhang, "Neural networks for classification: a survey," *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C: Applications and Reviews*, vol. 30, no. 4, pp. 451-462, 2000.

-
- [153] J. J. Ancona, "A framework for power system restoration following a major power failure," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 3, pp. 1480-1485, 1995.
- [154] M. M. Adibi, *et al.*, "Special considerations in power system restoration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 4, pp. 1419-1427, 1992.
- [155] M. M. Adibi, L. H. Fink, "Power system restoration planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 22-28, 1994.
- [156] L. H. Fink, K.-L. Liou, C.-C. Liu, "From generic restoration actions to specific restoration strategies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 745-752, 1995.
- [157] T. T. Ha Pham, *et al.*, "Optimizing the re-energizing of distribution systems using the full potential of dispersed generation," apresentado na IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [158] T. T. H. Pham, Y. Besanger, N. Hadjsaid, "New Challenges in Power System Restoration With Large Scale of Dispersed Generation Insertion," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 398-406, 2009.
- [159] M. M. Adibi, R. J. Kafka, "Power system restoration issues," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 4, no. 2, pp. 19-24, 1991.
- [160] M. M. Adibi, L. H. Fink, "New approaches in power system restoration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 4, pp. 1428-1434, 1992.
- [161] M. Adibi, *et al.*, "Power System Restoration - A Task Force Report," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, no. 2, pp. 271-277, 1987.
- [162] M. M. Adibi, S. M. Borkoski, R. J. Kafra, "Analytical tool requirements for power system restoration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 3, pp. 1582-1591, 1994.
- [163] J. A. Huang, L. Audette, S. Harrison, "A systematic method for power system restoration planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 869-875, 1995.
- [164] A. A. Mota, A. Morelato, "Visualization of Power System Restoration Plans Using CPM/PERT Graphs," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 1322-1329, 2007.
- [165] M. M. Adibi, D. P. Milanicz, "Estimating restoration duration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1493-1498, 1999.
- [166] M. M. Adibi, R. W. Alexander, B. Avramovic, "Overvoltage control during restoration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 4, pp. 1464-1470, 1992.
-

- [167] M. M. Adibi, D. P. Milanicz, T. L. Volkmann, "Optimizing generator reactive power resources," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 1, pp. 319-326, 1999.
- [168] M. M. Adibi, *et al.*, "Frequency response of prime movers during restoration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 2, pp. 751-756, 1999.
- [169] T. Kostic, A. J. Germond, J. J. Alba, "Optimization and learning of load restoration strategies," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 131-140, 1998.
- [170] T. J. Hammons, S. C. Lai, "Voltage dips due to direct connection of induction generators in low head hydro electric schemes," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 9, no. 3, pp. 460-465, 1994.
- [171] L. Gyugyi, "Power Electronics in Electric Utilities: Static Var Compensators," *Proceedings of the IEEE*, vol. 76, no. 4, pp. 483-494, 1988.
- [172] António de Carvalho Quintela, *Hidráulica*, 4^a ed.: Fundação Calouste Gulbenkian, 1993.
- [173] S. Hagihara, *et al.*, "Stability of a Hydraulic Turbine Generating Unit Controlled by P.I.D. Governor," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 98, no. 6, pp. 2294-2298, 1979.
- [174] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Std 421.5-2005 - IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," 2006.
- [175] K. R. Padiyar, *Power System Dynamics - Stability and Control*. John Wiley & Sons, 1996.
- [176] EG&G Services, Parsons Inc., Science Applications International Corporation, *Fuel Cell Handbook*, 5^a ed.: U.S. Department of Energy - Office of Fossil Energy - National Energy Technology Laboratory, 2000.

Anexo A – Descrição Detalhada dos Modelos Utilizados

Neste anexo pode encontrar-se uma descrição mais detalhada de cada um dos modelos referidos na Secção 4.2. Todos os modelos aqui descritos encontram-se já bem estabelecidos e é esta a razão de não surgirem no corpo principal deste documento.

A.1 Máquina Diesel e Regulador de Velocidade

O modelo adoptado para representar o comportamento de um motor Diesel com regulação isócrona é uma versão um pouco mais simplificada do apresentado na Figura A.1 [88].

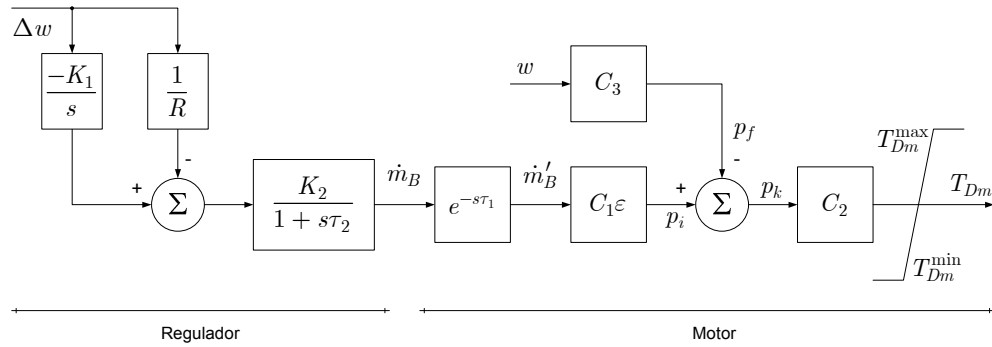


Figura A.1 – Modelo do regulador de velocidade e do motor Diesel [88]

Neste diagrama, os parâmetros identificados são (em p.u., excepto indicação em contrário):

K_I – ganho integral do controlador

R – estatismo (*permanent speed droop*)

$\Delta\omega$ – desvio de velocidade angular

ω – velocidade angular

K_2 – ganho do regulador de velocidade (válvula de combustível)

τ_2 – constante de tempo do regulador de velocidade (s)

τ_1 – atraso do motor (s)

ε – eficiência da combustão

$\dot{m}_B$ e $\dot{m}'_B$ – velocidades de consumo e queima de combustível

C_1 – constante que relaciona a velocidade de queima de combustível ($\dot{m}'_B$) com ε e p_i

C_2 – constante que relaciona o binário gerado (T_{Dm}) com p_k

C_3 – constante que relaciona ω com as perdas mecânicas p_f

- p_i – potência gerada
- p_f – potência de perdas mecânicas
- p_k – potência mecânica disponível à saída
- T_{Dmax} e T_{Dmin} – limites no binário de saída
- T_{Dm} – binário de saída

É possível identificar, no controlador (à esquerda), os ganhos proporcional e integral, assim como o ganho e a constante de tempo do actuador da válvula que regula o fluxo de combustível.

No diagrama representando o modelo da máquina, pode ver-se o atraso do motor (τ_1). Este valor representa o tempo morto associado ao intervalo entre explosões nos cilindros, traduzindo-se num atraso desde que o efeito de uma alteração na válvula que regula o fluxo de combustível (saída do controlador) se propaga até à saída.

O modelo adoptado contempla a eficiência de combustão (relação entre o combustível queimado e a potência desenvolvida) e a subtracção das perdas mecânicas, proporcionais à velocidade. A relação entre a potência desenvolvida e o binário gerado surgem a seguir, assim como a limitação no valor do binário de saída.

No caso de se adoptar um modelo simplificado, considera-se que o rendimento do motor é unitário, sendo a combustão completa e não existindo perdas mecânicas. Também se considera que os desvios de velocidade se traduzem directamente, na saída do controlador, em alterações de potência (em oposição a variações de fluxo de combustível). Note-se, ainda, que o atraso ideal (exponencial no domínio de Laplace) é aproximado a uma função de transferência de primeira ordem. Estas considerações conduzem ao modelo que se apresenta na Figura A.2, onde os limites de potência de saída estão impostos à saída do controlador.

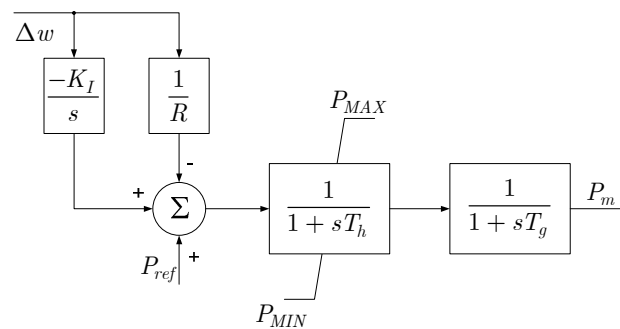


Figura A.2 – Modelo simplificado da máquina Diesel com regulador de velocidade

Aqui, tem-se que (em p.u., excepto indicação em contrário):

- K_I – ganho integral do controlador
- R – estatismo (*speed droop*)

P_{ref} – potência de saída de referência

P_{MAX} e P_{MIN} – potência máxima e mínima de saída

T_b – constante de tempo associada ao controlador (s)

T_g – constante de tempo associada ao motor Diesel (s)

P_m – potência mecânica de saída

O regulador de velocidade é um controlador do tipo PI que apresenta como entrada o desvio de velocidade. Existe ainda a possibilidade de definir uma referência para a potência de saída.

O regulador hidráulico é definido por um filtro de primeira ordem com limites de saída definidos como P_{MAX} e P_{MIN} .

Tabela A.1 – Parâmetros do motor Diesel e do regulador associado

Parâmetro	Valor
R (p.u.)	1
K_I (p.u.)	2.5
P_{MAX} (p.u.)	1.1
P_{MIN} (p.u.)	0.3
T_h (s)	0.1
T_g (s)	1.0

Nota: O valor do estatismo R foi escolhido de modo a que esta máquina tenha pouca influência no comportamento do sistema. Um valor mais habitual seria, por exemplo, 20.

Tabela A.2 – Parâmetros da máquina síncrona

Parâmetro	Valor
S_{NOM} (MVA)	1.5
V_{NOM} (kV)	15
R_s (p.u.)	0
X_l (p.u.)	0.01
X_d (p.u.)	1.45
X_q (p.u.)	1.45
X'_d (p.u.)	0.27
T'_d (p.u.)	4.47
H (s)	2

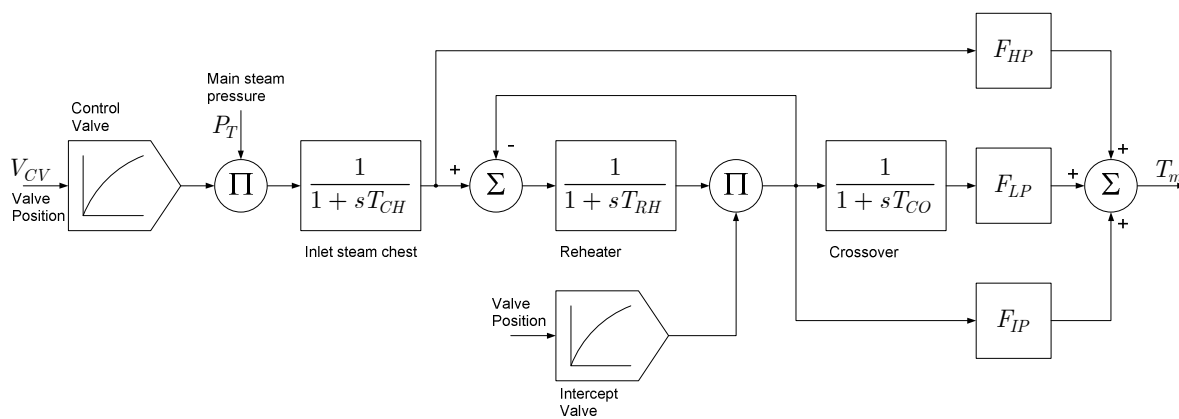
Nota: A potência aparente nominal S_{NOM} pode eventualmente ser diferente em certos cenários.

Tabela A.3 – Parâmetros do regulador de tensão [85]

Parâmetro	Valor
A_{EX} (p.u.)	0.014
B_{EX} (p.u.)	1.55
K_A (p.u.)	187
K_E (p.u.)	1
K_F (p.u.)	0.058
T_A (s)	0.89
T_B (s)	0.06
T_C (s)	0.173
T_E (s)	1.15
T_F (s)	0.62
V_{RMAX} (p.u.)	1.7
V_{RMIN} (p.u.)	-1.7

A.2 Turbina a Vapor e Regulador de Velocidade

O modelo adoptado neste trabalho pode ser observado na Figura A.3 [85]¹. Aí pode-se observar a entrada de vapor (P_T), assim como a característica não linear das válvulas que recebem os sinais de controlo destinados a modular a potência de saída de modo a garantir o controlo de velocidade/frequência.

Figura A.3 – Diagrama de blocos da turbina a vapor (*single reheat tandem-compound*) [85]

¹ Nesta figura e na seguinte optou-se por manter a nomenclatura utilizada no original, em língua inglesa.

Nesta figura, tem-se que (em p.u., excepto indicação em contrário):

V_{CV} – posição da válvula de controlo

P_T – entrada de pressão de vapor

T_{CH} – constante de tempo associada à câmara de entrada (s)

T_{RH} – constante de tempo associada ao sistema de reaquecimento (s)

T_{CO} – constante de tempo associada ao *crossover* (s)

F_{HP} – ganho da componente de alta pressão

F_{LP} – ganho da componente de baixa pressão

F_{IP} – ganho da componente de média pressão

T_m – binário mecânico disponibilizado

As três funções de transferência representam os atrasos no sistema inerentes à sua constituição. Da esquerda para a direita tem-se o efeito da câmara de entrada (T_{CH}), do sistema de reaquecimento (*reheater*) (T_{RH}) e do *crossover* (T_{CO}). À direita estão representados os ganhos correspondentes às fracções de potência geradas pelas três secções da turbina (a sua soma será unitária).

A válvula de intercepção (*intercept valve*) é utilizada normalmente apenas em situações de emergência, logo, como não se pretende analisar detalhadamente o comportamento destas turbinas neste tipo de situações, a sua presença no modelo não foi considerada. Se for considerado ainda que as características das válvulas são lineares e que T_{CO} é desprezável face a T_{RH} , (tipicamente, será cerca de 20 vezes menor), pode-se escrever directamente a seguinte função de transferência [85]:

$$\frac{\Delta T_m}{\Delta V_{CV}} = \frac{F_{HP}}{1 + sT_{CH}} + \frac{1 - F_{HP}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})} = \frac{1 + sF_{HP}T_{CH}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})} \quad (A.1)$$

Quanto ao regulador que actua sobre a válvula de controlo principal (à esquerda, na Figura A.3) pode-se considerar uma vez mais que, nesta aplicação concreta, não se pretende analisar detalhadamente o comportamento destas turbinas, bastando ter em conta o controlo normal de velocidade ou frequência. Um modelo genérico deste tipo de controlo pode observar-se na figura seguinte.

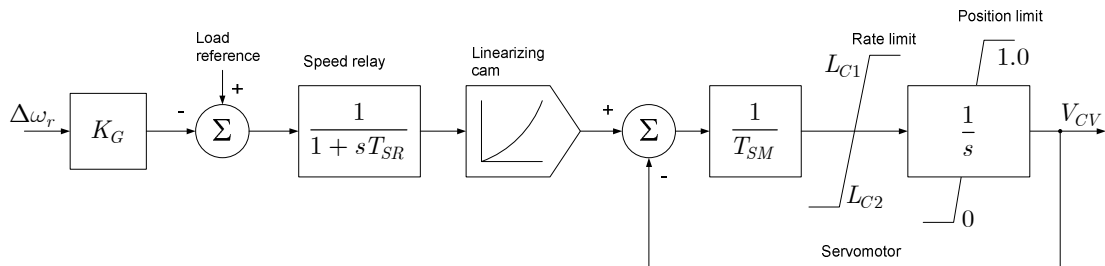


Figura A.4 – Regulador de velocidade da turbina a vapor [85]

Nesta figura, tem-se que (em p.u., excepto indicação em contrário):

$\Delta\omega_r$ – posição da válvula de controlo

K_G – ganho do regulador

T_{SR} – constante de tempo associada ao relé de velocidade (s)

T_{SM} – constante de tempo associada ao servomotor (s)

L_{C1} e L_{C2} – limites às velocidades de abertura e fecho da válvula de controlo

V_{CV} – posição da válvula de controlo

Neste modelo podem-se observar as constantes de tempo associadas ao relé de velocidade (*speed relay*) (T_{SR}) e ao servomotor (T_{SM}), que são normalmente da ordem das décimas de segundo. A constante K_G não é mais que o ganho do regulador (inverso do estatismo) cujo valor típico é 20 (estatismo de 5%).

Uma simplificação habitual consiste em considerar que as válvulas actuadas por este regulador têm a sua característica não linear totalmente compensada, pelo que não se costuma incluir o efeito das não linearidades e das suas correcções, ao contrário do indicado nas figuras.

O modelo completo será, então, constituído pelo conjunto deste regulador com a turbina descrita pela expressão (A.1).

Tabela A.4 – Parâmetros da turbina a vapor e do regulador associado

Parâmetro	Valor
T_{CH} (s)	0.3
T_{RH} (s)	5
F_{HP} (p.u.)	0.3
K_G (p.u.)	25
T_{SR} (s)	0.1
T_{SM} (s)	0.3
L_{C1} (p.u.)	0.3
L_{C2} (p.u.)	-1

Tabela A.5 – Parâmetros da máquina síncrona

Parâmetro	Valor
S_{NOM} (MVA)	1.2/2.2
V_{NOM} (kV)	15
R_s (p.u.)	0
X_l (p.u.)	0.01
X_d (p.u.)	2.73
X_q (p.u.)	2.73
X'_d (p.u.)	0.31
T'_d (p.u.)	4.47
H (s)	4.9

Nota: A potência aparente nominal S_{NOM} pode eventualmente ser diferente em certos cenários. Os valores apresentados são os habitualmente usados em simultâneo nos grupos CHP.

Tabela A.6 – Parâmetros do regulador de tensão [85]

Parâmetro	Valor
A_{EX} (p.u.)	0.014
B_{EX} (p.u.)	1.55
K_A (p.u.)	187
K_E (p.u.)	1
K_F (p.u.)	0.058
T_A (s)	0.89
T_B (s)	0.06
T_C (s)	0.173
T_E (s)	1.15
T_F (s)	0.62
V_{RMAX} (p.u.)	1.7
V_{RMIN} (p.u.)	-1.7

A.3 Turbina Hidráulica e Regulador de Velocidade

O modelo usado para representar a turbina hidráulica e regulador de velocidade associado está documentado em [85, 91]. O diagrama de blocos do modelo da turbina encontra-se representado na Figura A.5.

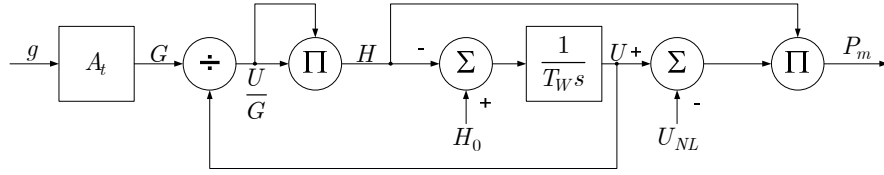


Figura A.5 – Diagrama de blocos da turbina hidráulica [85]

A entrada deste modelo é a abertura real (g) do distribuidor ou injetor (normalmente denominado *gate* na literatura de língua inglesa, nomenclatura que será adoptada daqui em diante). Esta abertura real relaciona-se com a abertura ideal da *gate* (G) do seguinte modo:

$$G = A_t \cdot g \quad (\text{A.2})$$

Aqui, A_t é o ganho da turbina e é dado pela expressão seguinte, onde g_{FL} e g_{NL} representam a abertura da *gate* à plena carga e em vazio, respectivamente:

$$A_t = \frac{1}{g_{FL} - g_{NL}} \quad (\text{A.3})$$

As equações básicas que descrevem o funcionamento de uma turbina hidráulica, considerando uma coluna de água inelástica, são as seguintes (em p.u.):

$$\begin{aligned} U &= G\sqrt{H} \Leftrightarrow H = \left(\frac{U}{G}\right)^2 \\ P &= UH \end{aligned} \quad (\text{A.4})$$

Também se tem que (equação diferencial e equivalente na notação de Laplace):

$$\frac{d}{dt}U = -\frac{1}{T_W}(H - H_0) \quad \Rightarrow \quad \frac{U}{H - H_0} = -\frac{1}{T_W s} \quad (\text{A.5})$$

Nas expressões anteriores, T_W é o tempo de resposta do circuito hidráulico à carga nominal [85, 172], assumindo um valor constante para cada sistema turbina/circuito hidráulico. Este valor pode ser calculado pela expressão seguinte, onde a letra r indica que é utilizado o valor nominal da grandeza correspondente.

$$T_W = \frac{LU_r}{a_g H_r} = \frac{LQ_r}{a_g A H_r} \quad (\text{A.6})$$

A potência de saída (P_m) é dada pela expressão seguinte, onde P_L representa a potência constante de perdas na turbina:

$$\begin{aligned} P_m &= P - P_L \\ P_L &= U_{NL}H \end{aligned} \quad (A.7)$$

Aqui, U_{NL} representa a velocidade da água em vazio. Em p.u., fica-se então com o seguinte:

$$P_m = (U - U_{NL})H \quad (A.8)$$

Das expressões (A.2), (A.4) e (A.5) pode-se escrever:

$$\frac{d}{dt}U = -\frac{1}{T_W}(H - H_0) = -\frac{1}{T_W}\left[\left(\frac{U}{A_t g}\right)^2 - H_0\right] \quad (A.9)$$

Desta última expressão (A.9) pode-se retirar, para a situação de regime permanente em vazio:

$$U_{NL} = A_t g_{NL} \sqrt{H_0} \quad (A.10)$$

O diagrama de blocos da Figura A.5 utiliza as expressões anteriores. Seguindo o procedimento habitual, considera-se $H_0 = 1$.

Nestas expressões, todas com valores em p.u., excepto referência em contrário, temos, de acordo com [85]:

- U – velocidade da água
- G – abertura do injectoer ou distribuidor
- H – altura útil de queda de água
- H_0 – valor de H inicial, em regime permanente
- P – potência desenvolvida pela turbina
- Q – caudal de água
- A – secção da conduta
- L – comprimento da conduta
- a_g – aceleração gravitacional
- t – tempo, em segundos

À entrada deste modelo da turbina, será fornecido o sinal de amplitude de abertura da *gate* disponibilizado por um regulador de velocidade típico para implementações electro-hidráulicas e descrito em [85]¹⁾, incluindo a malha de realimentação e os dois servomotores.

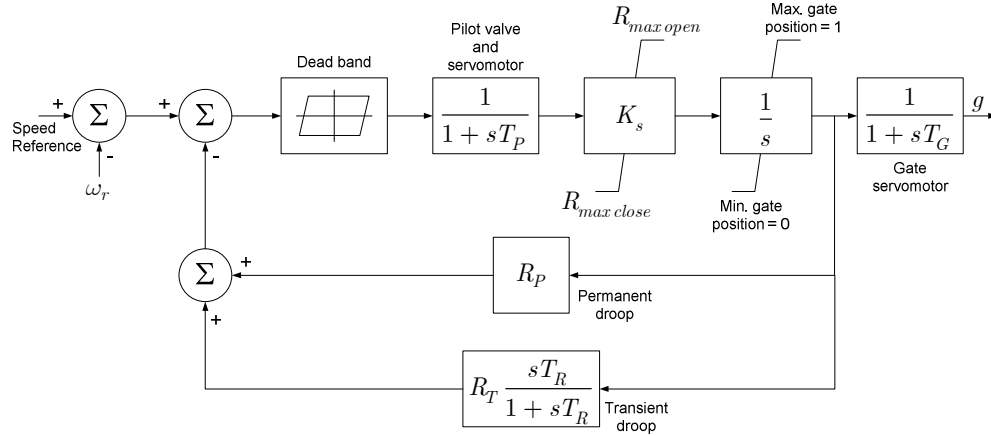


Figura A.6 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade da turbina hidráulica [85]

Nesta figura, tem-se que (em p.u., excepto indicação em contrário):

ω_r – velocidade angular

T_P – constante de tempo da válvula piloto e do servomotor

K_s – ganho do servomotor

$R_{max\ open/close}$ – limites para as velocidades de abertura e fecho, respectivamente

T_G – constante de tempo do servomotor

R_P – ganho do regulador (permanente)

R_T – ganho do regulador (transitório)

T_R – constante de tempo do ganho transitório

Este controlador pode ter os seus parâmetros R_T e T_R ajustados de modo a ter as características adequadas para o *transient droop*, reduzindo o ganho inicial do regulador, o que conduz a uma abertura lenta da *gate* permitindo a aceleração progressiva da coluna de água, contribuindo assim para a estabilidade do sistema.

Segundo [85, 91, 173], os ganhos do controlador podem ser ajustados de acordo com as expressões seguintes de modo a garantir a estabilidade quando o grupo se encontra isoladamente a regular frequência.

¹ Nesta figura optou-se por manter a nomenclatura usada no original, em língua inglesa.

$$R_T = \left[2.3 - (T_W - 1.0) \times 0.15 \right] \frac{T_W}{2H}$$

$$T_R = \left[5.0 - (T_W - 1.0) \times 0.5 \right] T_W$$
(A.11)

Sugere-se ainda que, no caso de o grupo se encontrar em funcionamento num sistema interligado comum, que T_R seja inferior a 1 s e, de preferência, próximo de 0.5 s, durante os períodos de tomada de carga. Isto deve-se ao facto de as expressões (A.11) conduzirem a valores adequados para funcionamento do grupo hídrico a alimentar uma carga isolada (*islanding*). Esta situação, muito severa, obriga a que o grupo hídrico tenha uma reacção relativamente lenta para não prejudicar a estabilidade do sistema, mas que torna os tempos de tomada de carga muito elevados, sendo esta a razão para a possível diminuição do valor de T_R .

O grupo hídrico é utilizado, no contexto deste trabalho, em funções que não requerem o controlo de velocidade tal como apresentado até aqui. No entanto, como se pretende que seja possível ao grupo hídrico receber valores de potência requerida à saída, é necessário implementar uma alternativa ao modelo apresentado na Figura A.6, onde se elimina tudo excepto o último bloco representando o servomotor, o qual terá à sua entrada a potência que é pedida ao grupo hídrico. O modelo implementado apresenta um parâmetro que permite comutar entre estes dois tipos de controlo.

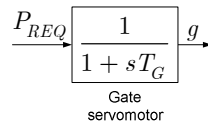


Figura A.7 – Diagrama de blocos do regulador alternativo

Uma outra questão relacionada com o regulador da Figura A.6 prende-se com a decisão pela utilização de máquinas assíncronas. Como a sua velocidade pode ser variável (ao contrário das máquinas síncronas), o controlo de velocidade apenas faz sentido caso se procure regular a frequência da rede e não a velocidade da máquina. Por esta razão, a entrada do controlador, caso este se encontre a regular frequência, terá de ser a frequência da rede (em p.u.) e não a velocidade ω_r .

Tabela A.7 – Parâmetros da turbina hidráulica

Parâmetro	Valor
g_{NL} (p.u.)	0.16
g_{FL} (p.u.)	0.96
H_0 (p.u.)	1
T_W (s)	1

Tabela A.8 – Parâmetros do regulador

Parâmetro	Valor
T_P (s)	0.05
K_s (p.u.)	5
$R_{\max}$ open/close (p.u./s)	0.16
T_G (s)	0.2
R_P (p.u.)	0.04
R_T (p.u.)	0.4
T_R (s)	5

Nota: Os valores de R_P e R_T apenas são os apresentados, diferentes de zero, quando o regulador se encontra activo.

Tabela A.9 – Parâmetros da máquina assíncrona

Parâmetro	Valor
S_{NOM} (MVA)	1.4/2.8
V_{NOM} (kV)	15
H (s)	6
L_{LR} (p.u.)	0.1256667
L_{LS} (p.u.)	0.0952657
L_M (p.u.)	3.936715
R_R (p.u.)	0.0121884
R_S (p.u.)	0.0067246

Nota: A potência aparente nominal S_{NOM} pode eventualmente ser diferente em certos cenários. Os valores apresentados são os habitualmente usados em simultâneo nas mini-hídricas da rede de teste.

A.4 Microturbina

O modelo GAST para a turbina e para o seu regulador é um dos mais comuns, sendo caracterizado por ser muito simples e por adoptar procedimentos de modelização típicos [94]. Por uma questão de simplicidade e por não se pretender analisar detalhadamente o comportamento da microturbina para apoio autónomo à regulação de frequência, o modelo utilizado será, então, o da microturbina GAST sem o estatismo [93], como se pode observar na Figura A.8. Este modelo foi já adoptado em outros trabalhos com resultados satisfatórios [5, 86].

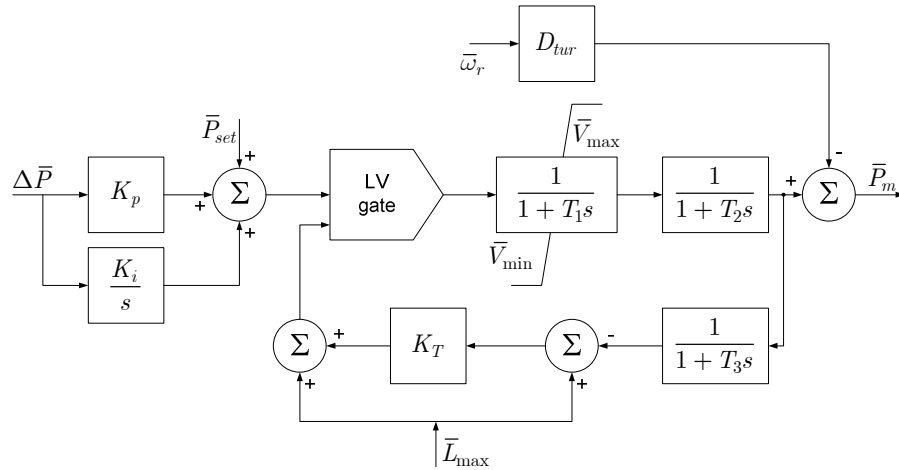


Figura A.8 – Diagrama de blocos da microturbina (GAST) [93]

Neste diagrama, onde todos os parâmetros estão em p.u. (excepto os tempos), tem-se que:

T_1 e T_2 – constantes de tempo do sistema de alimentação

T_3 – constante de tempo do limitador de carga

L_{MAX} – limite de carga

K_T – ganho da malha de controlo de temperatura

K_P e K_I – ganhos do controlador PI para regulação da potência de saída

V_{MAX} e V_{MIN} – valor máximo e mínimo da posição da válvula

D_{tur} – amortecimento (coeficiente de atrito) da turbina

Na entrada pode-se observar o desvio da potência gerada face à potência pedida. Este desvio (erro) é aplicado a um controlador PI, com ganho proporcional K_p e integral K_i , respectivamente. A potência especificada é aplicada à entrada P_{set} . O bloco “LV gate” (*low value gate*) apresenta na saída a menor das suas entradas. Isto permite a actuação do limitador de carga, caso seja necessário.

A potência disponível à saída pode ser aplicada a qualquer máquina. Neste trabalho foi utilizada uma máquina síncrona de ímanes permanentes (PMSM – *Permanent Magnet Synchronous Machine*), tal como descrito em [5, 95]. Neste caso, a existência de um conversor AC-DC-AC a actuar como *interface* com a rede conduz à utilização de controladores de modo a manter os factores de potência de ambos os lados do conversor em valores adequados, assim como para regular a velocidade da máquina e a tensão no barramento DC.

O modelo da máquina síncrona de ímanes permanentes é semelhante ao da máquina síncrona convencional, sendo que o fluxo, neste caso, se considera constante. Os conjuntos de equações (A.12) e (A.13) descrevem, respectivamente, o comportamento da componente eléctrica e da componente mecânica desta máquina.

$$\begin{aligned}
v_d(t) &= R_s i_d(t) - p\omega L_q i_q(t) + L_d \frac{di_d(t)}{dt} \\
v_q(t) &= R_s i_q(t) - p\omega L_d i_d(t) + L_q \frac{di_q(t)}{dt} + p\omega \Phi_m \\
\Gamma_e &= \frac{3}{2} p [\Phi_m i_q + (L_d - L_q) i_d i_q]
\end{aligned} \tag{A.12}$$

$$\begin{aligned}
\Gamma_e &= J \frac{d\omega}{dt} + F\omega + \Gamma_m \\
\omega &= J \frac{d\theta_r}{dt}
\end{aligned} \tag{A.13}$$

Onde se tem, de acordo com a referência seguida [95]:

L_q e L_d – indutâncias dos eixos q e d

R_s – resistência do enrolamento do estator

i_q e i_d – correntes nos eixos q e d

v_q e v_d – tensões dos eixos q e d

ω – velocidade angular do rotor

θ – posição angular do rotor

Φ_m – fluxo induzido pelos ímanes permanentes do rotor

p – número de pares de pólos

Γ_e – binário electromagnético

J – inércia do conjunto rotor/turbina

F – amortecimento (coeficiente de atrito) da máquina

Γ_m – binário mecânico no veio

Do lado da máquina, o conversor AC-DC-AC vai actuar de modo que, ao aplicar as tensões v_d e v_q adequadas, possa regular a corrente que circula na máquina. Assim, ao ajustar a corrente no eixo q estará a alterar-se a velocidade, pois esta corrente afecta principalmente o binário electromagnético. Por outro lado, alterando a corrente no eixo d, a potência reactiva será a principal variável afectada.

O diagrama de blocos do controlador do conversor do lado da máquina encontra-se na Figura A.9. A tensão v_q , que permite controlar a velocidade da máquina, é determinada por um controlador PI que recebe o desvio, em relação à referência, da corrente i_q da máquina. Esta referência, por sua vez, é determinada por um outro controlador PI com base numa referência de velocidade que foi predeterminada de modo a que a máquina funcione num regime com bom rendimento (Figura A.10).

A corrente i_d da máquina é regulada por um terceiro controlador PI, mais uma vez com base numa referência predeterminada (Figura A.11), de modo a que a máquina síncrona funcione com um factor de potência unitário, limitando assim suas as perdas internas.

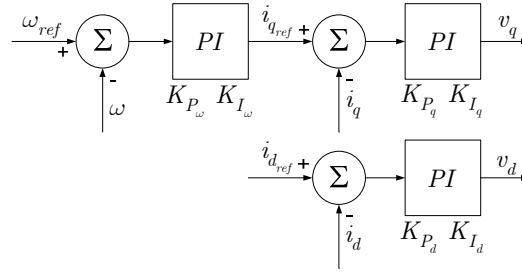


Figura A.9 – Diagrama de blocos do controlador do lado da PMSM [95]

Onde se tem, de acordo com a referência seguida [95]:

ω – velocidade angular do rotor

ω_{ref} – velocidade angular de referência

i_q e i_d – correntes do estator da máquina nos eixos q e d

K_P e $K_I(\omega)$ – ganhos do controlador PI da malha de controle de velocidade

K_P e $K_I(q)$ – ganhos do controlador PI da malha de controle da corrente no eixo q

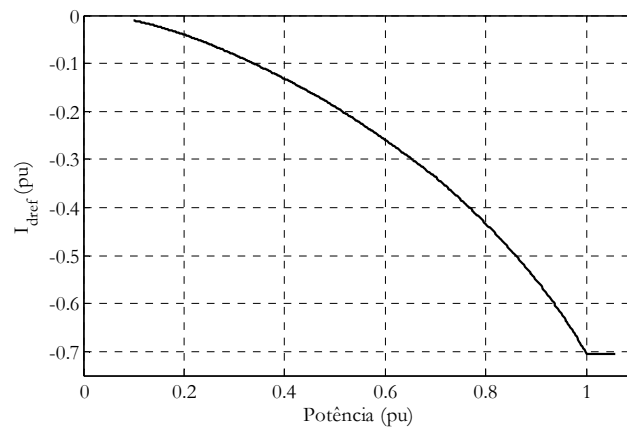
K_P e $K_I(d)$ – ganhos do controlador PI da malha de controle da corrente no eixo d

v_q e v_d – tensões dos eixos q e d

$i_{q_{ref}}$ e $i_{d_{ref}}$ – correntes de referência do estator da máquina nos eixos q e d

Como foi já referido, as referências para a velocidade ω para a corrente i_d são calculadas previamente. Isto é feito recorrendo a simulações que percorrem uma grande quantidade de pontos de funcionamento do sistema, obtendo-se assim os valores que optimizam a sua operação.

Nas figuras seguintes (Figura A.10 e Figura A.11) podem ser vistas as curvas que, com base na potência fornecida pela microturbina num dado instante, permitem determinar a velocidade ω de referência e a corrente i_d de referência para alimentar os controladores PI.


 Figura A.10 – Determinação da corrente I_d de referência com base na potência disponível

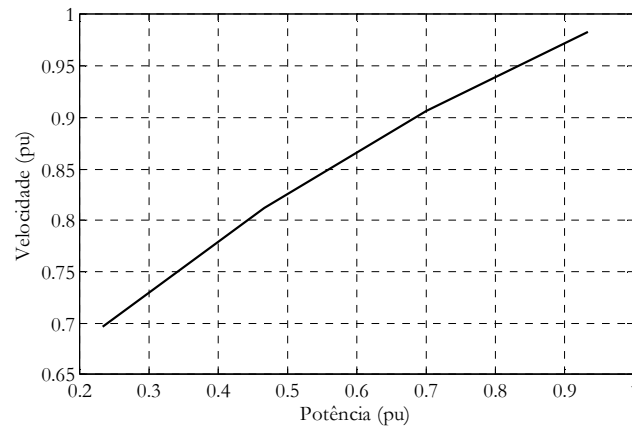


Figura A.11 – Determinação da velocidade de referência com base na potência disponível

Para a implementação em *Eurostag*, considerou-se que o conversor de frequência seria ideal, pois os transitórios e as perdas a ele devidos não são relevantes para a análise que se pretende efectuar. Assim, por esta mesma razão, optou-se por não implementar o conversor do lado da rede (Figura A.12), cujo comportamento apenas influencia os transitórios rápidos.

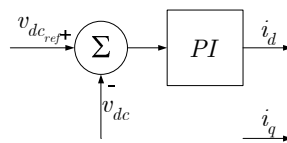


Figura A.12 – Diagrama de blocos do controlador do lado da rede [95]

Onde se tem, em p.u., de acordo com a referência seguida [95]:

i_q e i_d : correntes injectadas nos eixos q e d

v_{dc} : tensão do barramento DC

$v_{dc_{ref}}$: tensão de referência do barramento DC

A título de curiosidade, pode acrescentar-se que este conversor funcionaria como uma fonte regulável de potência activa, cujo controlador procura manter a tensão no barramento DC num determinado valor predefinido impondo, em simultâneo, um factor de potência unitário na ligação com a rede. De modo a conseguir isto, o controlador actua sobre a componente i_d da corrente injectada na rede de modo a controlar a potência activa e, consequentemente, a tensão DC. O factor de potência unitário é conseguido anulando a potência reactiva, ou seja, mantendo nula a componente i_q da corrente injectada na rede.

Os parâmetros utilizados encontram-se nas tabelas seguintes. No modelo implementado retirou-se o amortecimento da microturbina (D) mas considerou-se o seu efeito incluído no parâmetro equivalente da máquina síncrona (F).

Tabela A.10 – Parâmetros da microturbina

Parâmetro	Valor
K_T	1
K_P	1
K_I	1.08
T_1 (s)	10
T_2 (s)	0.1
T_3 (s)	3
V_{MAX}	1.2
V_{MIN}	-0.1
L_{MAX}	1.2

Tabela A.11 – Parâmetros da máquina síncrona de ímanes permanentes

Parâmetro	Valor
U_n (V)	480
I_n (A)	36
P_n (kW)	30
f_n (Hz)	1600
J (kg m ²)	0.003
Número de pólos	2
F (atrito)	5×10^{-6}
Φ_m (Wb)	0.0534
L_d e L_q (mH)	0.6875
R_s (Ω)	0.25

Tabela A.12 – Parâmetros do conversor de frequência

Parâmetro	Valor
K_{Pd}	50
K_{Id}	20
K_{Pq}	100
K_{Iq}	150
$K_{P\omega}$	30
$K_{I\omega}$	10

A.5 Máquina Síncrona

O modelo utilizado em todo este trabalho foi o disponibilizado pelo *Eurostag*. A razão para esta escolha prende-se com o facto de o modelo implementado ser um modelo clássico, bem documentado (em [85, 87], por exemplo) e suficientemente detalhado.

Como todas as máquinas eléctricas rotativas, o modelo terá de incluir uma parte que descreva o comportamento mecânico e outra que descreva o comportamento eléctrico da máquina.

A componente mecânica é contemplada nas equações seguintes, que permitem determinar a velocidade e a posição angular da máquina:

$$\begin{aligned}\frac{d\omega}{dt} &= \frac{1}{2H}(T_m - T_e) - \underbrace{\frac{D}{2H}(\omega - \omega_{ref})}_{\text{Amortecimento}} \\ \frac{d\theta}{dt} &= (\omega - \omega_{ref}) \cdot \omega_0\end{aligned}\tag{A.14}$$

Nesta expressão, temos o seguinte (em p.u., se nada for dito em contrário):

ω – velocidade do rotor

ω_{ref} – velocidade do rotor

ω_0 – velocidade angular base (rad/s)

T_m – binário mecânico

T_e – binário eléctrico

T_e – binário eléctrico

θ – posição angular (rad)

H – constante de inércia (s)

D – coeficiente de amortecimento

A componente eléctrica da máquina pode ser representada no *Eurostag* por um modelo de sexta ordem, que tem em conta o efeito dos enrolamentos do estator, de excitação e amortecedores no comportamento dinâmico. No entanto, por se considerar não haver necessidade de usar um modelo tão detalhado, tendo em conta os estudos pretendidos, e devido a haver dificuldades na obtenção de todos os parâmetros em causa, optou-se por utilizar como alternativa um modelo simplificado que não considera a existência dos enrolamentos amortecedores. Não foram também considerados os efeitos da saturação magnética.

O circuito equivalente do modelo encontra-se representado num sistema de eixos dq cuja referência se encontra fixa no rotor, rodando assim à mesma velocidade deste. Todos os parâmetros rotóricos estão referidos ao estator, sendo representados da maneira tradicional, com a seguinte notação:

d, q: grandezas nos eixos d e q

s: grandezas do estator

l, m: indutâncias de fugas e de magnetização

f, k: grandezas dos enrolamentos de campo e amortecedores, respectivamente

O modelo eléctrico completo da máquina é, então, o que se segue (Figura A.13). Note-se que estão também representados os três enrolamentos amortecedores, um actuando segundo o eixo d e dois segundo o eixo q, que se optou por não considerar.

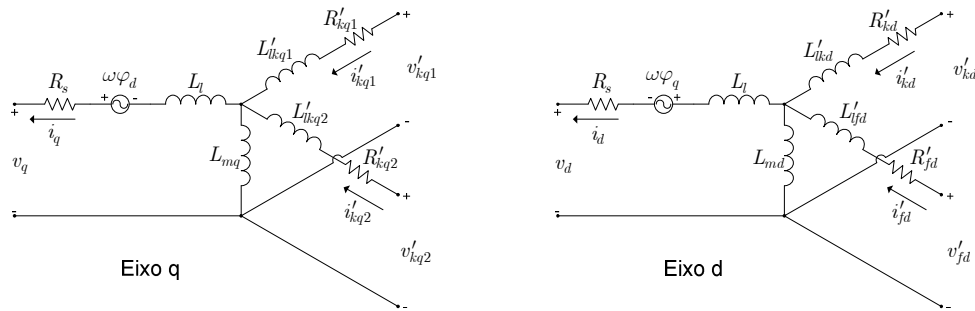


Figura A.13 – Esquema equivalente da máquina síncrona no sistema de eixos dq (adaptado de [117])

As equações das tensões que se podem extrair directamente deste esquema são:

$$\begin{aligned}
 V_d &= -R_s i_d - \frac{d}{dt} \varphi_d + w_R \varphi_q \\
 V_q &= -R_s i_q - \frac{d}{dt} \varphi_q - w_R \varphi_d \\
 V'_{fd} &= R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \varphi'_{fd} \\
 V'_{kd} &= R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \varphi'_{kd} \\
 V'_{kq1} &= R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \varphi'_{kq1} \\
 V'_{kq2} &= R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt} \varphi'_{kq2}
 \end{aligned} \tag{A.15}$$

Note-se que, caso fossem utilizados os enrolamentos amortecedores, as tensões correspondentes (V_k) seriam consideradas nulas, pois estes circuitos encontram-se normalmente fechados.

O binário electromagnético é, assim, dado por:

$$T_e = \varphi_q i_d - \varphi_d i_q \quad (\text{A.16})$$

Nas expressões anteriores, (A.15) e (A.16), os fluxos surgem dados por:

$$\begin{aligned} \varphi_d &= L_d i_d + L_{md} (i'_{fd} + i'_{kd}) \\ \varphi_q &= L_q i_q + L_{mq} i'_{kd} \\ \varphi'_{fd} &= L'_{fd} i'_{fd} + L_{md} (i_d + i'_{kd}) \\ \varphi'_{kd} &= L'_{kd} i'_{kd} + L_{md} (i_d + i'_{fd}) \\ \varphi'_{kq1} &= L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q \\ \varphi'_{kq2} &= L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q \end{aligned} \quad (\text{A.17})$$

Estas equações são, então, as implementadas no modelo fornecido com o *Eurostag*, excluindo-se as três últimas de cada um dos conjuntos (A.15) e (A.17), por se referirem aos enrolamentos amortecedores.

Os parâmetros, correspondentes ao modelo utilizado por esta implementação, encontram-se nas Secções A.1 e A.2, junto da descrição dos grupos onde esta máquina funciona como gerador.

A.6 Regulador de Tensão/Excitação

O regulador de tensão/excitação utilizado é representado pelo modelo standard do IEEE (DC1A), descrito em [85, 174] e apresentado na Figura A.14.

Este modelo pode ser opcionalmente simplificado excluindo a função que descreve a saturação da excitatriz, aqui representada pela tensão V_X . Esta excitatriz é um gerador DC auto-excitado ou de excitação separada cujo nível de tensão gerada é adaptado às necessidades através de um regulador que actua sobre a tensão aplicada ao enrolamento de excitação.

A tensão V_C representa a saída de um transdutor de tensão associado a um compensador de carga. O primeiro é normalmente modelizado por um filtro passa-baixo de primeira ordem. O segundo não é normalmente utilizado neste tipo de regulador [85].

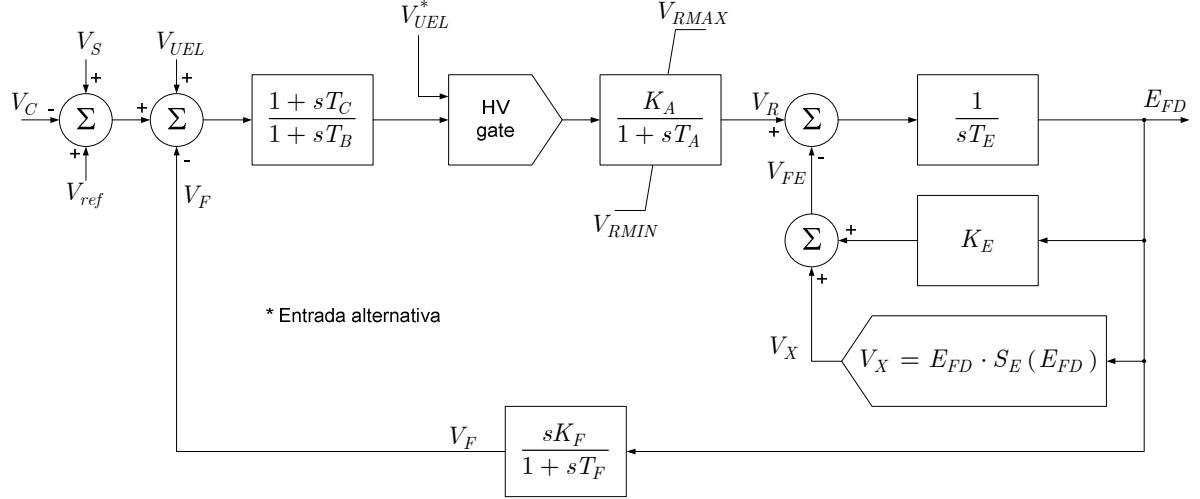


Figura A.14 – Regulador de tensão/excitação IEEE DC1A [85]

A tensão V_{ref} é a tensão de referência, ao passo que V_S é a tensão disponibilizada por um PSS (*Power System Stabilizer*), caso este seja usado. Ambas podem ser identificadas, também, na Figura A.14. As entradas V_{UEL} (mutuamente exclusivas, estando indicadas as duas possíveis localizações) permitem a actuação de um limitador de subexcitação, não utilizado nesta implementação por se considerar desnecessário, dada a aplicação que se pretende deste modelo. O bloco *High Value Gate*, que apresenta na sua saída a maior das suas entradas, não será então necessário.

Na Figura A.14 pode-se ainda identificar o compensador *lag-lead* (à esquerda, com constantes de tempo T_B e T_C) destinado a reduzir o ganho a altas frequências, minimizando assim a influência negativa do regulador no amortecimento do sistema [175].

A malha de realimentação derivativa (ganho K_F e constante de tempo T_F), também denominada malha de estabilização, destina-se a assegurar a estabilidade da regulação de tensão. A sua actuação permite minimizar os desvios de fase introduzidos pelos atrasos nos diversos elementos do sistema de excitação. Actualmente, com a utilização de dispositivos de excitação estáticos usando electrónica de potência, a presença desta malha não é essencial.

Um ganho K_A e uma constante de tempo T_A , juntamente com valores máximos e mínimos de saída, caracterizam o amplificador. A excitatriz (à direita no diagrama) pode ser representada pela seguinte expressão (em p.u.) [85]:

$$V_R = K_E E_{FD} + S_E(E_{FD}) E_{FD} + T_E \frac{dE_{FD}}{dt} \quad (A.18)$$

Onde a função $S_E(E_{FD})$ é muitas vezes descrita por:

$$S_E(E_{FD}) = A_{EX} e^{B_{EX} E_{FD}} \quad (A.19)$$

Os parâmetros correspondentes ao modelo utilizado por esta implementação encontram-se nas Secções A.1 e A.2, junto da descrição dos grupos onde este regulador é utilizado.

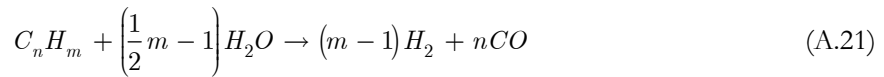
A.7 Célula de Combustível

O modelo de *fuel cell* considerado para efeitos de inclusão nesta plataforma de simulação é o modelo de uma *fuel cell* do tipo SOFC (*Solid Oxide Fuel Cell*).

De acordo com [93, 176], optou-se por considerar que, neste modelo, o ânodo vai ser alimentado apenas com H_2 e o cátodo apenas com O_2 . Deste modo, a única reacção que se considera ocorrer na *fuel cell* é a seguinte:



Isto justifica-se pelo facto de, no processador de combustível, os hidrocarbonetos serem convertidos de acordo com a seguinte fórmula:



Isto indica que se iria ter uma certa concentração de CO (um possível combustível) no ânodo. No entanto, como as *fuel cells* apresentam, normalmente, um meio rico em vapor de água, ocorre a seguinte transformação, possível para as temperaturas elevadas normalmente presentes no tipo de *fuel cell* escolhido [35]:



Assim, pode-se afirmar que todo o CO é processado, deixando de existir, sendo CO_2 o único subproduto.

As reacções electroquímicas criadas conduzem a uma diferença de potencial entre o ânodo e o cátodo do conjunto das *fuel cells* individuais que pode ser calculada usando a equação de Nernst e a lei de Ohm (A.23):

$$V_{fc}^r = N_0 \cdot \left[E_0 + \frac{R \cdot T}{2 \cdot F} \ln \frac{p_{H_2} \cdot p_{O_2}^{1/2}}{p_{H_2O}} \right] - r \cdot I_{fc}^r \quad (A.23)$$

Nesta expressão tem-se que:

E_0 – tensão ideal, associada à energia livre de Gibbs (V)

p_{H_2O} , p_{O_2} , p_{H_2} – pressões parciais dos gases envolvidos na reacção (N/m²)

N_0 – número de células

r – resistência eléctrica da *fuel cell* (Ω)

I_{fc}^r – corrente de saída da *fuel cell* (A)

R – constante universal dos gases (J/mol K)

T – temperatura da *fuel cell* (considerada constante) (K)

F – constante de Faraday (C/mol)

As pressões parciais dos gases envolvidos relacionam-se com as suas concentrações do seguinte modo (lei dos gases ideais):

$$p_i \cdot V_{ch} = n_i \cdot R \cdot T \quad (A.24)$$

Onde V_{ch} é o volume da *fuel cell* e n_i é o número de moles da molécula i .

Assim,

$$\frac{dp_i}{dt} = \frac{R \cdot T}{V_{ch}} \cdot \frac{dn_i}{dt} \quad (A.25)$$

com

$$\frac{0.8 \times q_{H_2}^{in}}{2 \cdot K_r} \leq I_{fc}^{in} \leq \frac{0.9 \times q_{H_2}^{in}}{2 \cdot K_r} \frac{dn_i}{dt} = q_i^{ch} = (q_i^{in} - q_i^r) \quad (A.26)$$

Para o hidrogénio (H₂), o valor de q_i^r é:

$$q_{H_2}^r = \frac{N_0 \cdot I_{fc}^r}{2 \cdot F} = 2 \cdot K_r \cdot I_{fc}^r \quad (A.27)$$

Para o oxigénio (O₂) e para a água (H₂O), o valor de q_i^r pode ser obtido recorrendo a (A.20):

$$\begin{aligned} q_{O_2}^r &= \frac{1}{2} q_{H_2}^r = K_r \cdot I_{fc}^r \\ q_{H_2O}^r &= q_{H_2}^r = 2 \cdot K_r \cdot I_{fc}^r \end{aligned} \quad (A.28)$$

Pode-se definir U_f (*fuel utilization*) como sendo a razão entre o fluxo de combustível que reage e o que entra na *fuel cell*. Conforme descrito em [93] pode considerar-se um valor típico entre 80 e 90%. Isto irá restringir a corrente exigida à *fuel cell* à gama:

$$\frac{0.8 \times q_{H_2}^{in}}{2 \cdot K_r} \leq I_{fc}^{in} \leq \frac{0.9 \times q_{H_2}^{in}}{2 \cdot K_r} \quad (A.29)$$

Considerou-se que a utilização óptima de combustível U_{opt} (*optimal fuel utilization*) é de 85%. Isto permite o controlo do fluxo de hidrogénio através da medição da corrente fornecida:

$$q_{H_2}^{in} = \frac{2 \cdot K_r \cdot I_{fc}^r}{0.85} \quad (A.30)$$

A proporção entre hidrogénio e oxigénio é de dois para um (A.20). No entanto, permite-se normalmente a entrada de oxigénio em excesso (mais do que a proporção referida) de modo a que a reacção com o hidrogénio seja a mais completa possível. Em [93] foi determinado que, para o modelo em causa, esta proporção (r_{H-O}) deve ser igual a 1.145 de modo a manter a pressão na *fuel cell* menor que 4 kPa em funcionamento normal. O fluxo de oxigénio é regulado, então, de modo a que:

$$q_{O_2}^{in} = r_{H-O} \cdot q_{H_2}^{in} \quad (A.31)$$

Nenhuma das reacções que ocorrem na *fuel cell* é instantânea. A resposta temporal do processador de combustível (*fuel processor*) é normalmente lenta, pois reflecte as alterações que ocorrem nos parâmetros da reacção química após a modificação do fluxo dos reagentes. Esta resposta é modelizada através de uma função de transferência de primeira ordem, com uma constante de tempo (T_f) de 5 segundos. A resposta temporal da parte eléctrica da *fuel cell* é bastante mais rápida, pois está relacionada fundamentalmente com a velocidade com que a reacção química consegue restaurar a carga (electrões) que foi fornecida pela *fuel cell* ao exterior. Esta resposta também é modelizada por uma função de transferência de primeira ordem, desta vez com uma constante de tempo (T_e) de 0.8 s.

As respostas temporais dos fluxos de reagentes são modelizadas da mesma forma, com constantes de tempo τ_{H_2} para o hidrogénio, τ_{O_2} para o oxigénio e τ_{H_2O} para a água. Como o tempo de resposta do conversor de potência é muito rápido, da ordem das milésimas de segundo, para esta aplicação concreta não é necessário incluir qualquer modelo detalhado do seu funcionamento.

A corrente exigida à *fuel cell* (I_{fc}^{in}) é actualizada constantemente com base na potência requerida (P_{req}) e na tensão esperada (V_{fc}^{in}), ou real (V_{fc}^r), na saída, através de $P = VI$.

O modelo que assim resulta apresenta-se na figura seguinte, sob a forma de diagrama de blocos. Esta forma de apresentação é a ideal para conversão para *Eurostag* e inclui já saídas de potência activa e reactiva, ideais para fazer a interligação com as fontes de potência disponibilizadas na biblioteca de dispositivos do *Eurostag*.

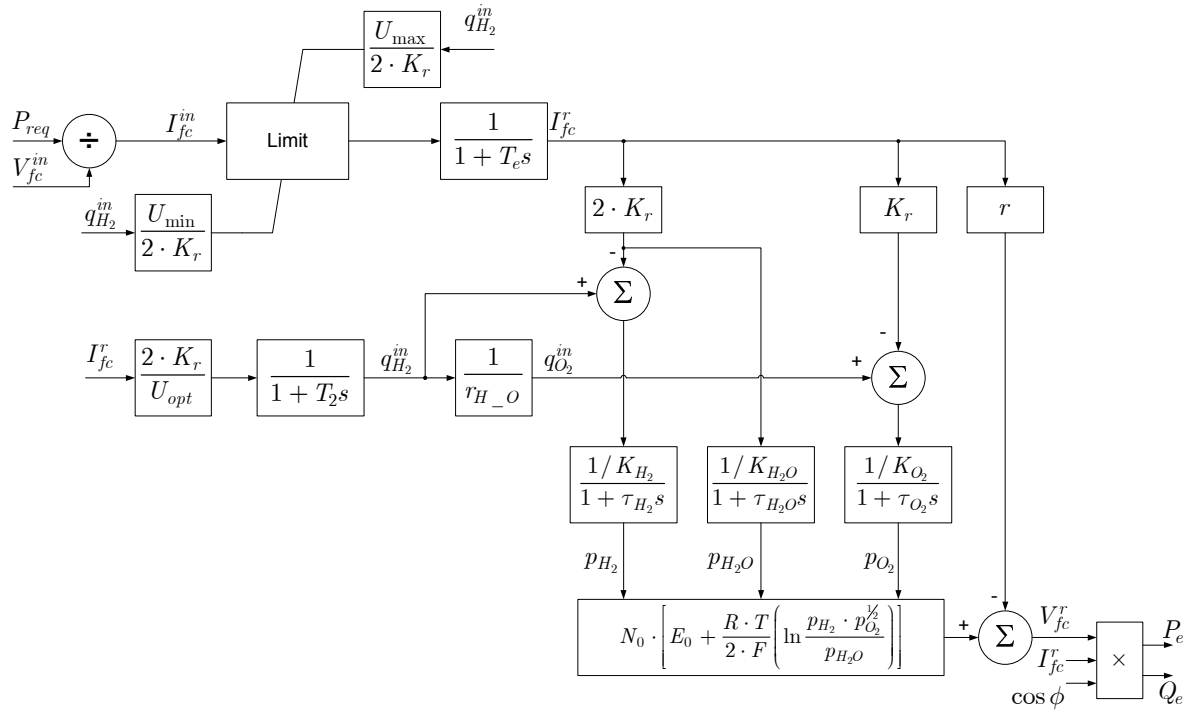


Figura A.15 – Diagrama de blocos do modelo da *fuel cell* (SOFC) [93]

Como se pode verificar, a representação em diagrama de blocos traduz de um modo fiel as equações apresentadas, sendo apenas de notar o modo como é calculada a corrente requerida (no canto superior esquerdo, através do quociente entre a potência e a tensão) e, também, como é efectuado o cálculo da potência de saída (no canto inferior direito, através do produto da tensão e corrente de saída e do factor de potência requerido).

Os parâmetros utilizados podem ser consultados na Tabela A.13.

Tabela A.13 – Parâmetros da *fuel cell*

Parâmetro	Valor
P_{nom} (kW)	100
E_0 (V)	1.18
F (C/mol)	96487
K_{H_2}	0.843
K_{H_2O}	0.281
N_0	384
r (Ω)	0.126
R ($J \cdot K^{-1} \cdot mol^{-1}$)	8.314
T (K)	1273
T_e (s)	0.8
T_{FP} (s)	5
T_{H_2} (s)	26.1
T_{H_2O} (s)	78.3
T_{O_2} (s)	2.91
U_{MAX}	0.9
U_{MIN}	0.8
U_{OPT}	0.85
V_{FC}^{IN} (V)	343.8

Anexo B – Exemplo de Implementação em *Eurostag*

De modo a ilustrar o modo de implementação dos modelos em *Eurostag*, apresentam-se aqui, sem entrar em detalhes de maior, os esquemas utilizados para a modelação da microturbina. Adoptou-se este modelo para este efeito devido principalmente devido às suas dimensões. Outros modelos, que eventualmente poderiam ser considerados mais interessantes, na sua implementação no *Eurostag* assumem proporções que impedem a representação adequada neste suporte.

O modelo implementado segue fielmente o já descrito no Anexo A.4, pelo que a maior parte das dúvidas respeitantes à nomenclatura e estrutura podem ser esclarecidas aí. Os diversos módulos são implementados num único modelo, ao qual corresponde ainda uma secção de inicialização (não representada aqui). Por conveniência, os módulos serão aqui apresentados sequencialmente.

O primeiro módulo a apresentar é o que corresponde ao controlo de potência gerada com base na frequência da rede (Figura B.1). Não é mais que um controlador PI convencional, activado opcionalmente, que pode permitir à microturbina, participar no controlo primário ou secundário de frequência.

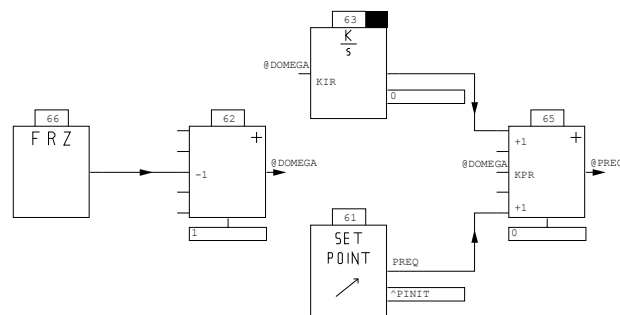


Figura B.1 – Controlador de frequência/potência gerada

A saída deste módulo é @PREG (no *Eurostag*, todos os sinais entre blocos podem ser representados por etiquetas com ou sem o símbolo @). Este sinal, a potência pedida à microturbina, é fornecido à entrada do módulo correspondente à componente mecânica/térmica da microturbina. Este módulo, representado na Figura B.2 é a implementação do diagrama de blocos já apresentado anteriormente na Figura A.8. A potência mecânica gerada pela componente mecânica da microturbina (@PMT) irá, mais à frente, ser fornecida ao modelo da máquina síncrona de ímanes permanentes.

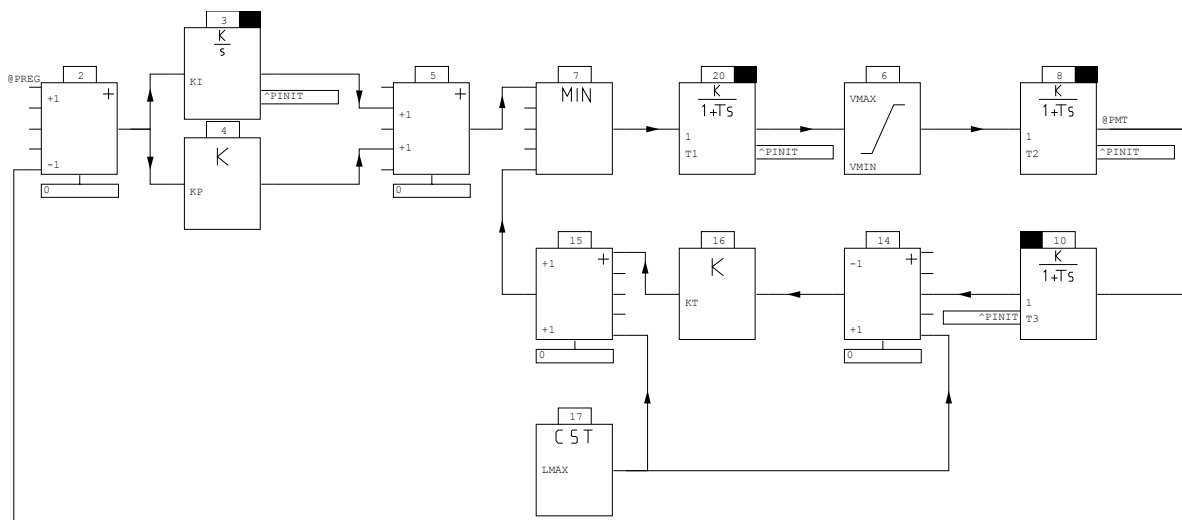


Figura B.2 – Modelo da microturbina (componente relativa à turbina)

A máquina síncrona de ímanes permanentes é implementada de acordo com as expressões apresentadas no Anexo A.4. O valor da potência mecânica @PMT, já referido, será uma das entradas da equação electromecânica da máquina síncrona (Figura B.3).

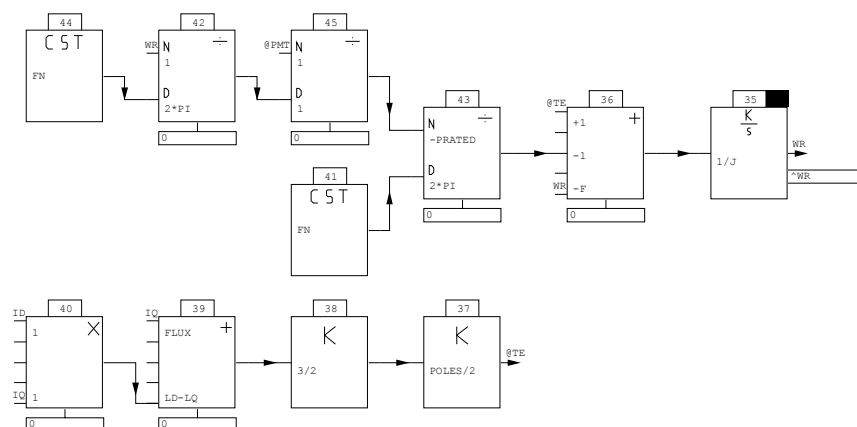


Figura B.3 – Modelo da máquina síncrona de ímanes permanentes (componente electromecânica)

Esta componente encontra-se estreitamente ligada com a seguinte, referente à componente eléctrica da máquina síncrona (Figura B.4) e que inclui também o cálculo da potência de saída, assim como as saídas efectivamente requeridas pelo *Eurostag* em todos os modelos.

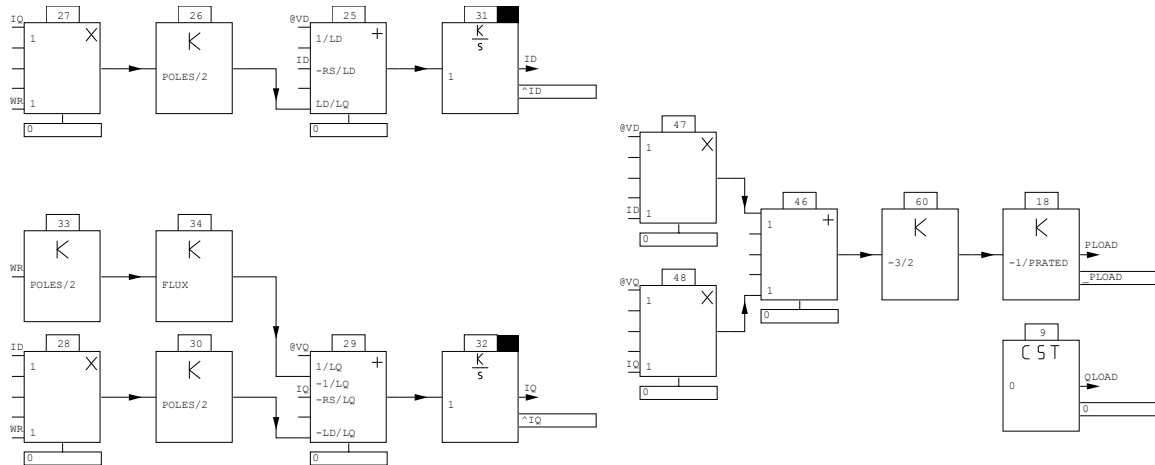


Figura B.4 – Modelo da máquina síncrona de ímãs permanentes (componente eléctrica)

Finalmente, as tensões v_d e v_q (que surgem na Figura B.4 como @VD e @VQ) têm de ser controladas de modo a regular a velocidade e a potência reactiva da máquina síncrona. Isto é conseguido através do controlador já apresentado na Figura A.9 e cuja implementação em *Eurostag* pode ser vista na Figura B.5.

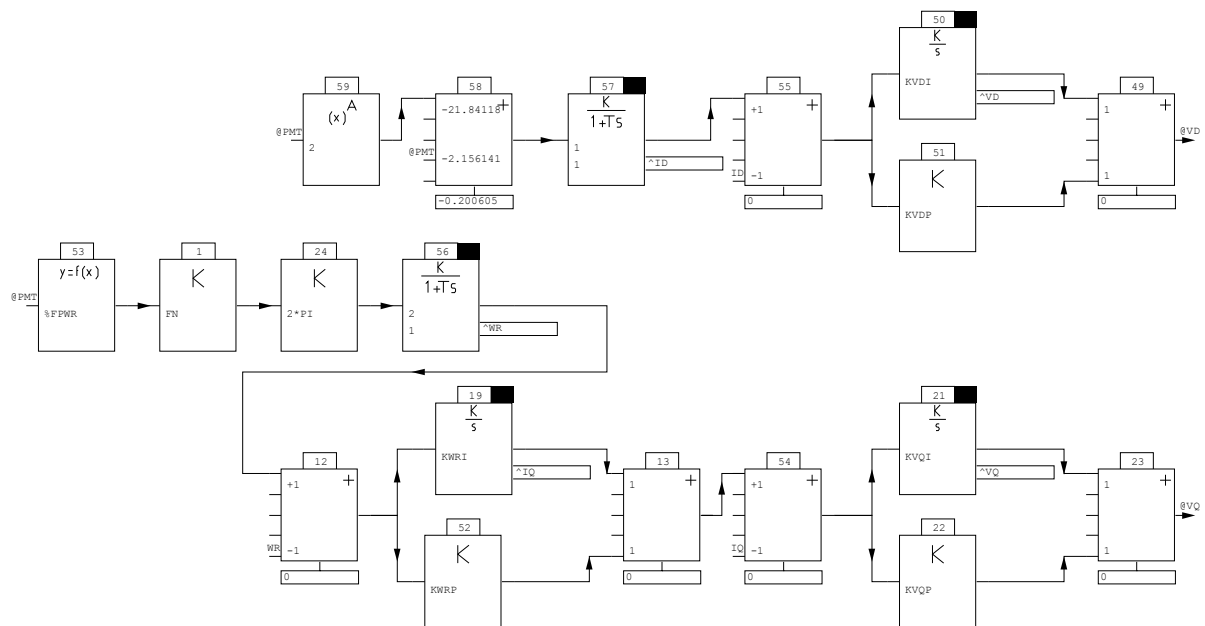


Figura B.5 – Controladores de potência reactiva (eixo d) e de velocidade (eixo q)

Anexo C – Dados da Rede de Teste Base

Os parâmetros aqui apresentados servem de base à maior parte do trabalho desenvolvido. No entanto, para algumas simulações foi necessário proceder a algumas alterações que serão sempre referidas no contexto adequado.

Na tabela seguinte (Tabela C.1) é possível observar os parâmetros utilizados para as linhas desta rede de teste. Para as zonas em anel, que se assumiu serem de índole urbana, os parâmetros foram obtidos a partir de um catálogo de cabos enterrados. Para a zona rural (radial), assumiu-se a utilização de linhas aéreas.

De modo a limitar a complexidade do sistema e evitar erros desnecessários, considerou-se que o tamanho dos segmentos de linha seria o mesmo para todos os segmentos dentro de uma mesma área: 300 metros para cabos urbanos e 900 metros para linhas rurais. Como a rede utilizada não corresponde a nenhuma rede existente, esta aproximação não se torna absurda.

Tabela C.1 – Parâmetros das linhas

Barramento 1	Barramento 2	R total (p.u.)	X total (p.u.)	Semi-susceptância <i>shunt</i> (p.u.)
NMVL6	NMVL7	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL7	NMVL8	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL8	NMVL9	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL9	NMVL10	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL5	NMVL4	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL4	NMVL3	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL3	NMVL2	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL2	NMVL1	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL6	NMV	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL1	NMV	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL10	NVMTCHP*	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL5	NVMTCHP	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVR1	NMVR2	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR2	NMVR3	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR3	NMVR4	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR4	NMVR5	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR5	NMVR6	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR3	NMVR8	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR8	NMVR9	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR9	NMVR10	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR10	NMVR11	0.29236	0.1576	0.0000029

Barramento 1	Barramento 2	R total (p.u.)	X total (p.u.)	Semi-susceptância <i>shunt</i> (p.u.)
NMVR11	NMVR12	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR12	NMVR13	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR9	NMVR16	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR11	NMVR14	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR14	NMVR15	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR1	NMV	0.29236	0.1576	0.0000029
NBASE	NHV	0.0017	0.0058	0.00095
NMVR11A	NMVR14A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR9A	NMVR16A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR12A	NMVR13A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR2A	NMVR3A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR3A	NMVR4A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR8A	NMVR9A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR1A	NMVR2A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR3A	NMVR8A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR4A	NMVR5A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR5A	NMVR6A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR10A	NMVR11A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR9A	NMVR10A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR11A	NMVR12A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR14A	NMVR15A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMV	NMVR1A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVL2A	NMVL1A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL6A	NMVL7A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL3A	NMVL2A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL7A	NMVL8A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL4A	NMVL3A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL8A	NMVL9A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL5A	NVMTCHPA	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL10A	NVMTCHPA*	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL6A	NMV	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL1A	NMV	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL16A	NMVL15A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL14A	NMVL13A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL17A	NMVL16A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL13A	NMVL12A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL18A	NMVL17A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL12A	NMVL11A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL11A	NMVL10A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL18A	NMVL5A	0.0204	0.01508	0.0000276

Barramento 1	Barramento 2	R total (p.u.)	X total (p.u.)	Semi-susceptância <i>shunt</i> (p.u.)
NMVL4A	NMVL15A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVL9A	NMVL14A	0.0204	0.01508	0.0000276
NMVR18A	NMVR23A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR20A	NMVR24A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR18A	NMVR19A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR17A	NMVR18A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR19A	NMVR20A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR21A	NMVR22A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR20A	NMVR21A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR24A	NMVR25A	0.29236	0.1576	0.0000029
NMVR16A	NMVR17A	0.29236	0.1576	0.0000029

Nota: As linhas marcadas com * são normalmente deixadas abertas nesta extremidade.

A tabela seguinte (Tabela C.2) mostra os parâmetros utilizados nos transformadores.

Todos os transformadores de MT-BT têm uma reactância de curto-circuito de 5% e todas as perdas de energia activa foram ignoradas.

Tabela C.2 – Parâmetros dos transformadores (em p.u. na base do sistema – 100 MVA)

Barramento 1	Barramento 2	Potência Nominal (MVA)	X (p.u.)
NHV	NMV	20	0.25
NMVL1	NLV1	1.26	3.968254
NMVL6	NLV6	1.26	3.968254
NMVL2	NLV2	1.26	3.968254
NMVL7	NLV7	1.26	3.968254
NMVL4	NLV4	0.63	7.936508
NMVL5	NLV5	0.63	7.936508
NMVL9	NLV9	0.63	7.936508
NMVL8	NLV8	0.4	12.5
NMV	NVSI	2	2.5
NVMTCHP	NMVCHP	2	2.5
NMVHYD	NMVR16	2.5	2
NMVR1	NLVR1	0.4	12.5
NMVR8	NLVR5	0.4	12.5
NMVR2	NLVR2	0.25	20
NMVR5	NLVR3	0.25	20
NMVR12	NLVR7	0.25	20
NLVR9	NMVR14	0.25	20

Barramento 1	Barramento 2	Potência Nominal (MVA)	X (p.u.)
NMVR6	NLVR4	0.16	31.25
NMVR13	NLVR8	0.16	31.25
NLVR10	NMVR15	0.16	31.25
NMVR4	NLVR11	0.4	12.5
NDIESEL	NMV	4	1.25
NLV3	NMVL3	0.4	12.5
NMV	NDFIM	10	0.5
NMVL10	NLV10	0.4	12.5
NMVR10	NLVR6	0.4	12.5
NMVR13A	NLVR8A	0.16	31.25
NMVR1A	NLVR1A	0.4	12.5
NMVR2A	NLVR2A	0.25	20
NMVR8A	NLVR5A	0.4	12.5
NMVR4A	NLVR11A	0.4	12.5
NMVR5A	NLVR3A	0.25	20
NMVR6A	NLVR4A	0.16	31.25
NMVR10A	NLVR6A	0.4	12.5
NMVR12A	NLVR7A	0.25	20
NMVHYDA	NMVR16A	2.5	2
NLVR10A	NMVR15A	0.16	31.25
NLVR9A	NMVR14A	0.25	20
NMVL1A	NLV1A	1.26	3.968254
NMVL2A	NLV2A	1.26	3.968254
NLV3A	NMVL3A	0.4	12.5
NMVL4A	NLV4A	0.63	7.936508
NMVL5A	NLV5A	0.63	7.936508
NMVL6A	NLV6A	1.26	3.968254
NMVL7A	NLV7A	1.26	3.968254
NMVL8A	NLV8A	0.4	12.5
NMVL9A	NLV9A	0.63	7.936508
NMVL10A	NLV10A	0.4	12.5
NVMTCHPA	NMVCHPA	2	2.5
NMVL15A	NMVCHPA2	1.26	3.968254
NMVL16A	NLV16A	1.26	3.968254
NMVL14A	NLV14A	1.26	3.968254
NMVL13A	NLV13A	1.26	3.968254
NLV17A	NMVL17A	0.4	12.5
NMVL18A	NLV18A	0.63	7.936508
NMVL11A	NLV11A	0.63	7.936508
NMVL12A	NLV12A	0.4	12.5

Barramento 1	Barramento 2	Potência Nominal (MVA)	X (p.u.)
NMVR17A	NLVR17A	0.4	12.5
NMVR19A	NLVR19A	0.4	12.5
NMVR21A	NLVR21A	0.25	20
NMVR22A	NLVR22A	0.16	31.25
NMVHYDA2	NMVR23A	1.26	3.968254
NLVR24A	NMVR24A	0.25	20
NLVR25A	NMVR25A	0.16	31.25
NDFIM2	NMVR13A	4	1.25

Considerou-se que as cargas em cada nó (barramento) têm o seu valor associado à potência nominal do transformador que alimenta esse barramento. O factor de potência considerado é também diferente, consoante se trata de uma zona urbana ou rural. Os valores usados encontram-se na Tabela C.3.

Tabela C.3 – Valores das cargas nos barramentos

Barramento	Potência Nominal do Transformador (MVA)	Carga (MW)	Carga (Mvar)
NLV6	1.26	0.838	0.275
NLV7	1.26	0.838	0.275
NMVCHP	2	0.9	0.436
NLV1	1.26	0.838	0.275
NLV5	0.63	0.419	0.138
NLV9	0.63	0.419	0.138
NLV4	0.63	0.419	0.138
NLV2	1.26	0.838	0.275
NLVR1	0.4	0.216	0.105
NLVR2	0.25	0.135	0.065
NLVR3	0.25	0.135	0.065
NLVR4	0.16	0.086	0.042
NLVR5	0.4	0.216	0.105
NLVR7	0.25	0.135	0.065
NLVR9	0.25	0.135	0.065
NLVR8	0.16	0.086	0.042
NLVR10	0.16	0.086	0.042
NLV3	0.4	0.15	0.05
NLVR11	0.4	0.15	0.05
NLVR6	0.4	0.15	0.05
NLV10	0.4	0.15	0.05
NLV8	0.4	0.15	0.05

Barramento	Potência Nominal do Transformador (MVA)	Carga (MW)	Carga (Mvar)
NLVR1A	0.4	0.216	0.105
NLVR2A	0.25	0.135	0.065
NLVR11A	0.4	0.15	0.05
NLVR3A	0.25	0.135	0.065
NLVR4A	0.16	0.086	0.042
NLVR5A	0.4	0.216	0.105
NLVR6A	0.4	0.15	0.05
NLVR7A	0.25	0.135	0.065
NLVR10A	0.16	0.086	0.042
NLVR9A	0.25	0.135	0.065
NLVR8A	0.16	0.086	0.042
NLV1A	1.26	0.838	0.275
NLV2A	1.26	0.838	0.275
NLV3A	0.4	0.15	0.05
NLV4A	0.63	0.419	0.138
NLV5A	0.63	0.419	0.138
NLV6A	1.26	0.838	0.275
NLV7A	1.26	0.838	0.275
NLV8A	0.4	0.15	0.05
NLV9A	0.63	0.419	0.138
NLV10A	0.4	0.15	0.05
NMVCHPA	2	0.9	0.436
NMVCHPA2	1.26	0.45	0.218
NLV17A	0.4	0.15	0.05
NLV16A	1.26	0.838	0.275
NLV14A	1.26	0.838	0.275
NLV12A	0.4	0.15	0.05
NLV13A	1.26	0.838	0.275
NLV18A	0.63	0.419	0.138
NLV11A	0.63	0.419	0.138
NLVR17A	0.4	0.216	0.105
NLVR19A	0.4	0.15	0.05
NLVR24A	0.25	0.135	0.065
NLVR25A	0.16	0.086	0.042
NLVR22A	0.16	0.086	0.042
NLVR21A	0.25	0.135	0.065

De modo a manter perfis de tensão adequados, alguns bancos de condensadores foram acrescentados em locais que se julgou serem os mais adequados. Como exemplos destes locais pode-se

apontar o barramento de MT e as proximidades dos geradores hídricos (que se considerou incluírem máquinas de indução).

A tabela seguinte (Tabela C.4) apresenta os valores de energia reactiva que se considerou necessário produzir em cada um dos bancos de condensadores. Note-se que o banco presente no barramento de MT apenas é necessário para funcionamento em rede isolada, visto que em modo interligado a energia reactiva necessária pode ser fornecida pela rede AT a montante.

Em alguns cenários, os valores foram ajustados de modo a conseguir-se níveis adequados de tensão ou de importação de energia reactiva da rede de AT a montante. Sempre que isto acontece, existe uma referência no texto neste sentido.

Tabela C.4 – Bancos de condensadores

Nome do Banco	Barramento	Mvar
CAPMT	NMV	4
CAPHYD	NMVHYD	0.5
CAPBT1	NMVL4	0.5
CAPHYDA	NMVHYDA	0.5
CAPBT1A	NMVL4A	0.5
CAPHYDA2	NMVHYDA2	0.25

A tabela seguinte (Tabela C.5) inclui as potências geradas, assim como as tensões nominais, em todos os barramentos da rede. As potências reactivas dos nós onde se encontram ligados os geradores de indução são negativas e têm de ser determinadas iterativamente (e interactivamente), de modo a inicializar correctamente as estas máquinas para a simulação dinâmica.

Tabela C.5 – Tensões nominais e potências geradas nos barramentos

Barramento	Geração (MW)	Geração (Mvar)	kV
NBASE	0	0	150
NDFIM	4	0	15
NDFIM2	2	0	15
NDIESEL	1	0	15
NHV	0	0	150
NLV1	0	0	0.4
NLV10	0.1	0	0.4
NLV10A	0.1	0	0.4
NLV11A	0	0	0.4
NLV12A	0.1	0	0.4

Barramento	Geração (MW)	Geração (Mvar)	kV
NMVL10A	0	0	15
NMVL11A	0	0	15
NMVL12A	0	0	15
NMVL13A	0	0	15
NMVL14A	0	0	15
NMVL15A	0	0	15
NMVL16A	0	0	15
NMVL17A	0	0	15
NMVL18A	0	0	15
NMVL1A	0	0	15

Barramento	Geração (MW)	Geração (Mvar)	kV	Barramento	Geração (MW)	Geração (Mvar)	kV
NLV13A	0	0	0.4	NMVL2	0	0	15
NLV14A	0	0	0.4	NMVL2A	0	0	15
NLV16A	0	0	0.4	NMVL3	0	0	15
NLV17A	0.1	0	0.4	NMVL3A	0	0	15
NLV18A	0	0	0.4	NMVL4	0	0	15
NLV1A	0	0	0.4	NMVL4A	0	0	15
NLV2	0	0	0.4	NMVL5	0	0	15
NLV2A	0	0	0.4	NMVL5A	0	0	15
NLV3	0.1	0	0.4	NMVL6	0	0	15
NLV3A	0.1	0	0.4	NMVL6A	0	0	15
NLV4	0	0	0.4	NMVL7	0	0	15
NLV4A	0	0	0.4	NMVL7A	0	0	15
NLV5	0	0	0.4	NMVL8	0	0	15
NLV5A	0	0	0.4	NMVL8A	0	0	15
NLV6	0	0	0.4	NMVL9	0	0	15
NLV6A	0	0	0.4	NMVL9A	0	0	15
NLV7	0	0	0.4	NMVR1	0	0	15
NLV7A	0	0	0.4	NMVR10	0	0	15
NLV8	0.1	0	0.4	NMVR10A	0	0	15
NLV8A	0.1	0	0.4	NMVR11	0	0	15
NLV9	0	0	0.4	NMVR11A	0	0	15
NLV9A	0	0	0.4	NMVR12	0	0	15
NLVR1	0	0	0.4	NMVR12A	0	0	15
NLVR10	0	0	0.4	NMVR13	0	0	15
NLVR10A	0	0	0.4	NMVR13A	0	0	15
NLVR11	0.1	0	0.4	NMVR14	0	0	15
NLVR11A	0.1	0	0.4	NMVR14A	0	0	15
NLVR17A	0	0	0.4	NMVR15	0	0	15
NLVR19A	0.1	0	0.4	NMVR15A	0	0	15
NLVR1A	0	0	0.4	NMVR16	0	0	15
NLVR2	0	0	0.4	NMVR16A	0	0	15
NLVR21A	0	0	0.4	NMVR17A	0	0	15
NLVR22A	0	0	0.4	NMVR18A	0	0	15
NLVR24A	0	0	0.4	NMVR19A	0	0	15
NLVR25A	0	0	0.4	NMVR1A	0	0	15
NLVR2A	0	0	0.4	NMVR2	0	0	15

Barramento	Geração (MW)	Geração (Mvar)	kV
NLVR3	0	0	0.4
NLVR3A	0	0	0.4
NLVR4	0	0	0.4
NLVR4A	0	0	0.4
NLVR5	0	0	0.4
NLVR5A	0	0	0.4
NLVR6	0.1	0	0.4
NLVR6A	0.1	0	0.4
NLVR7	0	0	0.4
NLVR7A	0	0	0.4
NLVR8	0	0	0.4
NLVR8A	0	0	0.4
NLVR9	0	0	0.4
NLVR9A	0	0	0.4
NMV	0	0	15
NMVCHP	1	0.6	15
NMVCHPA	1	0.6	15
NMVCHPA2	0.5	0.2	15
NMVHYD	1.5	-0.887	15
NMVHYDA	1.5	-0.887	15
NMVHYDA2	0.8	-0.4	15
NMVL1	0	0	15
NMVL10	0	0	15

Barramento	Geração (MW)	Geração (Mvar)	kV
NMVR20A	0	0	15
NMVR21A	0	0	15
NMVR22A	0	0	15
NMVR23A	0	0	15
NMVR24A	0	0	15
NMVR25A	0	0	15
NMVR2A	0	0	15
NMVR3	0	0	15
NMVR3A	0	0	15
NMVR4	0	0	15
NMVR4A	0	0	15
NMVR5	0	0	15
NMVR5A	0	0	15
NMVR6	0	0	15
NMVR6A	0	0	15
NMVR8	0	0	15
NMVR8A	0	0	15
NMVR9	0	0	15
NMVR9A	0	0	15
NVMTCHP	0	0	15
NVMTCHPA	0	0	15
NVSI	0	0	15

Uma micro-rede inclui normalmente uma linha de BT com várias microfontes, cargas controláveis e dispositivos de armazenamento a ela ligados.

Nesta rede de teste, todas as 13 MG consideraram-se ligadas a transformadores de 0.4 MVA. Cada uma das micro-redes pode conter os seguintes elementos com capacidade de injeção de potência:

- Dispositivo de armazenamento equipado com VSI
- Módulo fotovoltaico (PV)
- Gerador eólico (de indução – SFIM)
- Pilha de combustível (*fuel cell*)
- Microturbina

Estes dispositivos podem ser vistos como entidades individuais ou como equivalentes representando todos os dispositivos do mesmo tipo presentes na micro-rede em causa. Uma vez que as

potências dos vários constituintes da MG podem variar de cenário para cenário, optou-se por deixar a descrição de cada variante para o contexto apropriado.

Anexo D – Dados para o Sistema de Controlo

Os parâmetros aqui apresentados servem de base a grande parte do trabalho desenvolvido. O sistema de controlo implementado requer, para o seu funcionamento, um conjunto de parâmetros fixos ou raramente actualizados. Nas secções seguintes encontram-se as tabelas que resumem todos os parâmetros usados nos exemplos apresentados ao longo deste trabalho. Note-se, no entanto, que para algumas simulações poderá ter sido necessário proceder a algumas alterações pontuais que serão sempre referidas no contexto adequado.

Dois dos parâmetros (o custo e a velocidade) têm um carácter relativo. Quer isto dizer que não têm unidades específicas e o seu valor é utilizado, no algoritmo, apenas para comparação entre os diferentes elementos que constituem a MMG ou as micro-redes. À falta de melhor informação, e por não ser necessária tal precisão no contexto do trabalho aqui desenvolvido, estes valores só podem ser considerados como estimativas grosseiras dos custos relativos das tecnologias envolvidas.

D.1 Exemplo de Funcionamento em Rede Interligada

Os dados aqui apresentados são usados no exemplo de funcionamento em rede interligada descrito na Secção 5.2.

Tabela D.1 – Dados para a simulação do CAMC (Rede Interligada) – I

ID	Limite Mínimo (p.u.) P_{min}	Limite Máximo (p.u.) P_{max}	Potência Nominal (MW) P_{nom}	Custo C_{rel}	Tipo D_{tipo}
MGCC01	–	–	–	20	MGCC
MGCC02	–	–	–	20	MGCC
MGCC03	–	–	–	20	MGCC
MGCC04	–	–	–	20	MGCC
MGCC05	–	–	–	20	MGCC
MGCC06	–	–	–	20	MGCC
MGCC07	–	–	–	20	MGCC
MGCC08	–	–	–	20	MGCC
MGCC09	–	–	–	20	MGCC
MGCC10	–	–	–	20	MGCC
MGCC11	–	–	–	20	MGCC
MGCC12	–	–	–	20	MGCC
MGCC13	–	–	–	20	MGCC

ID	Limite Mínimo (p.u.) P_{min}	Limite Máximo (p.u.) P_{max}	Potência Nominal (MW) P_{nom}	Custo C_{rel}	Tipo D_{tipo}
HYDRO	0	1	2.8	10	DG
HYDROA	0	1	2.8	10	DG
HYDROA2	0	1	1.4	10	DG
CHP	0.1	1	2.2	20	DG
CHPA	0.1	1	2.2	20	DG
CHPA2	0.1	1	1.2	20	DG

Tabela D.2 – Dados para a simulação do CAMC (Rede Interligada) – II

ID	Ajuste $A_{control}$	Variação Mínima ↑ (p.u.) ΔP_{up}	Variação Mínima ↓ (p.u.) ΔP_{down}	Intervalo Mínimo (s) T_{min}	Velocidade V_{rel}
MGCC01	1	0.01	0.01	2	–
MGCC02	1	0.01	0.01	2	–
MGCC03	1	0.01	0.01	2	–
MGCC04	1	0.01	0.01	2	–
MGCC05	1	0.01	0.01	2	–
MGCC06	0	0.01	0.01	2	–
MGCC07	0	0.01	0.01	2	–
MGCC08	0	0.01	0.01	2	–
MGCC09	0	0.01	0.01	2	–
MGCC10	0	0.01	0.01	2	–
MGCC11	0	0.01	0.01	2	–
MGCC12	0	0.01	0.01	2	–
MGCC13	0	0.01	0.01	2	–
HYDRO	1	0.01	0.01	2	1
HYDROA	0	0.01	0.01	2	1
HYDROA2	1	0.01	0.01	2	1
CHP	1	0.01	0.01	2	1
CHPA	1	0.01	0.01	2	1
CHPA2	0	0.01	0.01	2	1

Tabela D.3 – Informação adicional para a simulação do CAMC

ID	Atraso (s) T_{atraso}	Factor F_{conv}	Localização 1	Localização 2
MGCC01	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC02	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC03	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC04	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC05	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC06	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC07	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC08	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC09	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC10	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC11	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC12	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC13	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
HYDRO	0.5	100	HYDROASM	PREQ
HYDROA	0.5	100	HYDROASM	PREQ
HYDROA2	0.5	100	HYDROASM	PREQ
CHP	0.5	100	STEAM	PREQ
CHPA	0.5	100	STEAM	PREQ
CHPA2	0.5	100	STEAM	PREQ

Tabela D.4 – Dados para a simulação dos MGCC (Rede Interligada) – I

ID	Limite Mínimo (p.u.) P_{min}	Limite Máximo (p.u.) P_{max}	Potência Nominal (kW) P_{nom}	Custo C_{rel}	Tipo D_{tipo}
PV	–	–	10	10	DG
MT	0.1	1	100	10	DG
VSI	–	–	150	12	DG
FC	0.1	1	40	11	DG
DF	–	–	100	10	DG

Tabela D.5 – Dados para a simulação dos MGCC (Rede Interligada) – II

ID	Ajuste $A_{control}$	Variação Mínima ↑ (p.u.) ΔP_{up}	Variação Mínima ↓ (p.u.) ΔP_{down}	Intervalo Mínimo (s) T_{min}	Velocidade V_{rel}
PV	0	0.01	0.01	2	1
MT	1	0.01	0.01	2	1
VSI	0	0.01	0.01	2	1
FC	1	0.01	0.01	2	1
DF	0	0.01	0.01	2	1

Tabela D.6 – Informação adicional para a simulação dos MGCC

ID	Atraso (s) T_{atraso}	Factor F_{conv}	Localização 1	Localização 2
PV	0.3	-1	INTERPV	PREQ
MT	0.3	-1	INTERMT	PREQ
VSI	0.3	-1	INTERVSI	PREQ
FC	0.3	-1	INTERFC	PREQ
DF	0.3	-1	INTERDF	PREQ

D.2 Exemplo de Funcionamento em Rede Isolada

Os dados aqui apresentados são usados no exemplo de funcionamento em rede isolada descrito na Secção 5.4.

Tabela D.7 – Dados para a simulação do CAMC (Rede Isolada) – I

ID	Limite Mínimo (p.u.) P_{min}	Limite Máximo (p.u.) P_{max}	Potência Nominal (MW) P_{nom}	Custo C_{rel}	Tipo D_{tipo}
MGCC01	–	–	–	15	MGCC
MGCC02	–	–	–	15	MGCC
MGCC03	–	–	–	14	MGCC
MGCC04	–	–	–	15	MGCC
MGCC05	–	–	–	14	MGCC
MGCC06	–	–	–	14	MGCC
MGCC07	–	–	–	14	MGCC
MGCC08	–	–	–	15	MGCC

ID	Limite Mínimo (p.u.) P_{min}	Limite Máximo (p.u.) P_{max}	Potência Nominal (MW) P_{nom}	Custo C_{rel}	Tipo D_{tipo}
MGCC09	–	–	–	15	MGCC
MGCC10	–	–	–	15	MGCC
MGCC11	–	–	–	15	MGCC
MGCC12	–	–	–	15	MGCC
MGCC13	–	–	–	14	MGCC
HYDRO	0	1	2.8	10	DG
HYDROA	0	1	2.8	10	DG
HYDROA2	0	1	1.4	10	DG
CHP	0.1	1	2.2	20	DG
CHPA	0.1	1	2.2	25	DG
CHPA2	0.1	1	1.2	25	DG

Tabela D.8 – Dados para a simulação do CAMC (Rede Isolada) – II

ID	Ajuste $A_{control}$	Varição Mínima ↑ (p.u.) ΔP_{up}	Varição Mínima ↓ (p.u.) ΔP_{down}	Intervalo Mínimo (s) T_{min}	Velocidade V_{rel}
MGCC01	1	0.01	0.01	2	–
MGCC02	1	0.01	0.01	2	–
MGCC03	1	0.01	0.01	2	–
MGCC04	1	0.01	0.01	2	–
MGCC05	1	0.01	0.01	2	–
MGCC06	1	0.01	0.01	2	–
MGCC07	1	0.01	0.01	2	–
MGCC08	1	0.01	0.01	2	–
MGCC09	1	0.01	0.01	2	–
MGCC10	1	0.01	0.01	2	–
MGCC11	1	0.01	0.01	2	–
MGCC12	1	0.01	0.01	2	–
MGCC13	1	0.01	0.01	2	–
HYDRO	1	0.01	0.01	2	1
HYDROA	1	0.01	0.01	2	1
HYDROA2	1	0.01	0.01	2	1
CHP	1	0.01	0.01	2	1
CHPA	1	0.01	0.01	2	1
CHPA2	1	0.01	0.01	2	1

Tabela D.9 – Informação adicional para a simulação do CAMC (Rede Isolada)

ID	Atraso (s) T_{atraso}	Factor F_{conv}	Localização 1	Localização 2
MGCC01	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC02	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC03	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC04	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC05	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC06	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC07	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC08	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC09	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC10	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC11	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC12	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
MGCC13	0.5	–	DIESEL	AGCHELP
HYDRO	0.5	100	HYDROASM	PREQ
HYDROA	0.5	100	HYDROASM	PREQ
HYDROA2	0.5	100	HYDROASM	PREQ
CHP	0.5	100	STEAM	PREQ
CHPA	0.5	100	STEAM	PREQ
CHPA2	0.5	100	STEAM	PREQ

Tabela D.10 – Dados para a simulação dos MGCC Urbanos (Rede Isolada) – I

ID	Limite Mínimo (p.u.) P_{min}	Limite Máximo (p.u.) P_{max}	Potência Nominal (kW) P_{nom}	Custo C_{rel}	Tipo D_{tipo}
PV	–	–	10	10	DG
MTA	0.1	1	100	10	DG
VSI	–	–	150	12	DG
FC	0.1	1	40	11	DG
MTB	0.1	1	100	10	DG

Tabela D.11 – Dados para a simulação dos MGCC Urbanos (Rede Isolada) – II

ID	Ajuste $A_{control}$	Variação Mínima ↑ (p.u.) ΔP_{up}	Variação Mínima ↓ (p.u.) ΔP_{down}	Intervalo Mínimo (s) T_{min}	Velocidade V_{rel}
PV	0	0.01	0.01	2	1
MTA	1	0.01	0.01	2	1
VSI	0	0.01	0.01	2	1
FC	1	0.01	0.01	2	1
MTB	1	0.01	0.01	2	1

Tabela D.12 – Informação adicional necessária para a simulação dos MGCC Urbanos

ID	Atraso (s) T_{atraso}	Factor F_{conv}	Localização 1	Localização 2
PV	0.3	-1	INTERPV	PREQ
MTA	0.3	-1	INTERMT	PREQ
VSI	0.3	-1	INTERVSI	PREQ
FC	0.3	-1	INTERFC	PREQ
MTB	0.3	-1	INTERMT	PREQ

Tabela D.13 – Dados para a simulação dos MGCC Rurais 3, 5, 6, 7 e 13 (Rede Isolada) - I

ID	Limite Mínimo (p.u.) P_{min}	Limite Máximo (p.u.) P_{max}	Potência Nominal (kW) P_{nom}	Custo C_{rel}	Tipo D_{tipo}
PV	–	–	10	10	DG
DFA	–	–	100	10	DG
VSI	–	–	150	12	DG
FC	0.1	1	40	11	DG
DFB	–	–	100	10	DG

Tabela D.14 – Dados para a simulação dos MGCC Rurais 3, 5, 6, 7 e 13 (Rede Isolada) - II

ID	Ajuste $A_{control}$	Variação Mínima ↑ (p.u.) ΔP_{up}	Variação Mínima ↓ (p.u.) ΔP_{down}	Intervalo Mínimo (s) T_{min}	Velocidade V_{rel}
PV	0	0.01	0.01	2	1
DFA	0	0.01	0.01	2	1
VSI	0	0.01	0.01	2	1
FC	1	0.01	0.01	2	1
DFB	0	0.01	0.01	2	1

Tabela D.15 – Informação adicional para a simulação dos MGCC Rurais

ID	Atraso (s) T_{atraso}	Factor F_{conv}	Localização 1	Localização 2
PV	0.3	-1	INTERPV	PREQ
DFA	0.3	-1	INTERDF	PREQ
VSI	0.3	-1	INTERVSI	PREQ
FC	0.3	-1	INTERFC	PREQ
DFB	0.3	-1	INTERDF	PREQ