

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

**NOVOS MECANISMOS DE MERCADO
DE ENERGIA ELÉCTRICA E DE SERVIÇOS AUXILIARES
EM SISTEMAS ELÉCTRICOS**

Mário Helder Rodrigues Gomes

Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Área Científica de Sistemas de Energia

pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Tese submetida para a obtenção do grau de Doutoramento
em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Trabalho realizado sob a Supervisão do

Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva

do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Porto, Janeiro de 2007

*Mudam-se os tempos mudam-se as vontades,
muda-se o ser, muda-se a confiança;
todo o mundo é composto de mudança,
tomando sempre novas qualidades.*

*Continuamente vemos novidades,
diferentes em tudo da esperança;
do mal ficam as mágoas na lembrança,
e do bem, se algum houve, as saudades.*

*O tempo cobre o chão de verde manto,
que coberto foi de neve fria,
e em mim converte em choro o doce canto.*

*E, afora este mudar-se cada dia,
outra mudança faz de mor espanto:
que não se muda já como soía.*

Luís Vaz de Camões

Dedicatória

Aos meus pais, Alberto e Palmira, aos quais devo a minha existência e, em grande parte, o que hoje sou.

Aos meus filhos, Filipe e Rute, 2½ e 3½ anos, aos quais não pude dispensar toda a atenção, amor e carinho que lhes era devido.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, quero salientar que é com profunda admiração e estima que dirijo um especial agradecimento ao meu Orientador Científico Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva, pelo precioso apoio, incentivo e disponibilidade que me facultou ao longo dos últimos três anos, ajudando-me muito a esclarecer dúvidas e a ultrapassar dificuldades que me foram surgindo durante a realização deste trabalho.

Agradeço também a todos os Professores do DEEC da FEUP, nomeadamente da área de Energia, aos Engenheiros e Investigadores da Unidade de Sistemas de Energia do INESC Porto e aos meus colegas em doutoramento que, directa ou indirectamente, me ajudaram a realizar este trabalho. Aos colegas Paulo de Jesus e Fernanda Resende, bem como ao Doutor Hussein Kodhr, agradeço a colaboração prestada ao longo deste período dedicado ao doutoramento.

Agradeço a todos os meus colegas da Escola Superior de Tecnologia de Tomar (ESTT) que contribuíram, de uma maneira ou de outra, para a criação das condições necessárias à realização deste trabalho, apoiando, aprovando e possibilitando a sua integração no programa PRODEP. Assim, agradeço igualmente aos membros do Conselho de Departamento do DEE, aos membros do Conselho Científico da ESTT e à Direcção da ESTT por todo o apoio concedido endereço os meus sinceros agradecimentos.

À minha família, em especial aos meus pais, ao meu irmão, à minha mulher, aos meus filhos e aos meus sobrinhos, pelo estímulo manifestado, pela compreensão demonstrada e, acima de tudo, por tudo o que eles significam/representam para mim, bem haja.

De um modo geral, agradeço a todos aqueles que, através das suas sugestões, dúvidas e críticas, me ajudaram a melhorar a elaboração desta Tese.

Finalmente, a todos a minha profunda e sincera gratidão. Bem hajam.

Este trabalho foi desenvolvido com o apoio e co-financiamento do Fundo Social Europeu através do PRODEP III, medida 5 – Formação de Docentes e Outros Agentes, Acção 5.3 – Formação Avançada de Docentes do Ensino Superior.



Resumo

Nos últimos anos o sector eléctrico tem vindo a ser sujeito a um processo de reestruturação que tem originado a implementação de mecanismos de mercado para a compra e venda de energia eléctrica bem como de alguns serviços auxiliares, tais como reservas e controlo de tensão e potência reactiva.

Neste âmbito, as implementações existentes em diversos países permitem verificar que existe alguma separação entre as actividades do Operador de Mercado e do Operador de Sistema, no sentido em que as suas actividades se realizam de forma sequencial no tempo, resultando em determinadas ineficiências. Isto significa que o Operador de Sistema utiliza os resultados disponibilizados pelo Operador de Mercado para proceder a diversos estudos de natureza técnica e para alocar os serviços de sistema que considerar necessários. Esta desagregação e, em certa medida, o desacoplamento entre as potências activa e reactiva não reflectem a realidade tendo em conta o diagrama PQ de capacidade dos geradores síncronos, o acoplamento entre potências activa e reactiva inerente às equações AC de trânsito de potências e aos limites térmicos dos ramos.

Tendo em conta estas preocupações, neste trabalho foram desenvolvidos diversos modelos de despacho integrado de potência activa e reactiva baseados no despacho económico determinado pelo Operador de Mercado, no programa de injeções físicas associado aos contratos bilaterais e em ofertas de ajuste submetidas pelos diversos agentes produtores e consumidores intervenientes. Alguns dos modelos desenvolvidos são formulados de acordo com elementos da Teoria dos Conjuntos Difusos, nomeadamente, através da utilização de tolerâncias para relaxar as restrições de limites de tensão e de potência aparente dos ramos e da especificação de graus de aspiração para a correspondente função objectivo determinística.

A utilização destes modelos permite ao Operador de Sistema executar estudos de optimização no sentido de validar tecnicamente os programas iniciais relativos ao pré despacho de potência activa e alocar alguns serviços auxiliares necessários à operação do sistema (nomeadamente, compensação de potência activa de perdas e suporte de potência reactiva) minimizando os custos globais associados à potência activa de perdas do sistema e aos ajustes de produção/consumo.

Como subproduto, estes modelos permitem ainda calcular preços marginais nodais de potência activa e reactiva, associados às variáveis duais de diversas restrições dos problemas. A utilização das ofertas de ajuste nos modelos desenvolvidos relaciona-se com o facto de permitir (i) assegurar a compensação da potência activa de perdas e a sua alocação pelos respectivos agentes, (ii) eliminar congestionamentos de ramos efectuando ajustes aos programas iniciais e (iii) garantir a produção de potência reactiva atendendo às restrições de tensão bem como as associadas ao diagrama de capacidade dos geradores.

Os modelos desenvolvidos foram testados utilizando diversas redes sendo apresentados nesta Tese os resultados relativos à utilização das redes teste de 24 e 118 nós do IEEE. Assim, os resultados obtidos demonstram a importância da utilização deste tipo de ferramentas em ambiente de mercado na medida em que permitem determinar não só o despacho final de potência activa mas também, e em simultâneo, alguns serviços auxiliares necessários à operação do sistema em boas condições de fiabilidade, segurança e qualidade considerando mecanismos competitivos e transparentes.

Abstract

In recent years, power systems have gone through a restructuring process that originated the implementation of market mechanisms to buy and sell electricity, as well as some ancillary services, namely reserves and reactive power and voltage control.

In this scope, the implementations in force in several countries indicate that there exists some separation between the activities of the Market Operator and System Operator, in the sense that their activities are performed in a sequential way along time. This means that the System Operator uses the results communicated by Market Operator to run technical studies and to allocate the required ancillary services. This desegregation and, in some way, the decoupling between active and reactive powers can lead to some inefficiencies and is not in line with real power systems operation, namely given the synchronous generator capability diagram, the coupling between active and reactive powers displayed in the AC power flow equations and the branch thermal limits.

Having in mind these concerns, in this work they were developed several integrated dispatch models for active and reactive powers based both in the Market Operator and bilateral contracts initial schedules and in adjustment offers submitted by all intervenient agents (generators and loads) in the each trading period. Some of these developed models are formulated using Fuzzy Sets Theory concepts, namely incorporating soft constraints to represent voltage and branch limits modelled through leeways and specifying aspiration levels for the objective function of the original problem.

The use of these models allows the System Operator to conduct optimization studies aiming at validating from a technical point of view the referred initial schedules related with active power and, simultaneously, to allocate some ancillary services (as losses and reactive power support/voltage control) minimizing the global costs associated to system losses and generation/demand adjustments.

As a sub product, these models also allow the calculation of the nodal marginal active and reactive power prices, associated to the dual variables of several problem constraints. The use of adjustment offers in the developed models allows one (i) to guarantee that active losses are balanced while allocating them by the generators, (ii) to eliminate branch congestions introducing the required changes in the initial schedules and (iii) to guarantee

reactive power support according to voltage constraints as well the corresponding generator capacity diagram constraints.

The developed models were tested using several networks. In this Thesis we present results for the IEEE 24 and 118 buses test systems. These results show the importance of the use of this kind of tools in electricity markets since they allow the determination not only of the final active dispatch but also the allocation of some ancillary services that are crucial to ensure the reliability, security and quality of system operation, while considering transparent and competitive mechanisms.

Résumé

Dans les années récentes, les systèmes de puissance ont traversé un procédé restructurant qu'a provenu de l'implémentation de mécanismes du marché pour acheter et vendre d'électricité, de même que quelques services subordonnés, quelques réserves à savoir et quelque puissance réactif et le contrôle de tension.

Dans cette étendue, les implémentations dans plusieurs pays indiquent qu'existe là-bas quelque séparation entre les activités de l'Opérateur du Marché et l'Opérateur de Système, dans le sens que leurs activités sont exécutées dans une façon séquentielle à travers du temps. Ceci signifie que l'Opérateur de Système utilise les résultats communiqués par l'Opérateur du Marché pour faire des études techniques et localiser les services subordonnés exigés. Cette déségrégation et, à certains égards, le séparer entre les puissances actifs et réactifs peut mener à quelques inefficacités et n'est pas dans la ligne avec la vraie opération de systèmes de puissance, à savoir donné le diagramme de capacité de générateur synchrone, l'accouplement entre les puissances actifs et réactifs apposés dans les équations de flux de charge AC les limites thermiques des les branches de réseau.

Avoir ça dans des objections de ces inquiétudes, dans ce travail ils ont été développés plusieurs modèles de dispatché intégrés pour les puissances actifs et réactifs ont basé dans les programmations initiales de l'Opérateur du Marché, de contrats bilatéraux et dans les offres d'ajustement soumises par tous agents qui les interviennent (les générateurs et les charges) dans chaque période d'échange. Certains de ces modèles développés sont formulés par l'utilisation des concepts de la Théorie de *Fuzzy Sets*, incorporant des restrictions pour représenter les limites de tension et de branche modelées par les déviations et spécifier les niveaux d'aspiration de la fonction objective du problème original.

L'usage de ces modèles permet à l'Opérateur de Système de diriger les études d'optimisation visant à valider d'un point de vue technique les plans d'initiale référés et apparentés avec la puissance actif et, simultanément, attribuer quelques services subordonnés (comme les pertes et le support du puissance réactif/contrôle du tension) minimisant les coûts globaux associés aux pertes de puissance du système et les ajustements du génération/charge.

Comme un sous produit, ces modèles permettent aussi les calculs les prix marginaux nodal de puissance actifs et réactifs, associés aux variables duales de plusieurs restrictions du

problème. L'usage d'offres d'ajustement dans les modèles développés l'un permet (i) de garantir que les pertes de puissance actives sont équilibrées tant que son les attribuant par les générateurs, (ii) d'éliminer les congestions de branche introduisant les changements exigés dans les programmations initiaux et (iii) garantir la puissance réactif comme support ou soutien les restrictions de tension aussi les restrictions de diagramme de capacité de générateur qui le correspond.

Les modèles développés ont été essayés par l'utilisation de plusieurs exemples des réseaux. Dans cette Thèse sont présentés les résultats des exemples testés de l'IEEE, un de 24 nœud et un autre 118 nœud. Ces résultats montrent l'importance de l'usage de ce genre d'outils dans les marchés d'électricité puisque ils permettent la détermination non seulement de la dispatché active finale, mais aussi l'allocation de quelques services subordonnés qui sont cruciaux pour assurer la fiabilité, la sécurité et la qualité d'opération du système, tel que considérant des mécanismes transparents et compétitifs.

Índice

Lista de Abreviaturas	xxv
Lista de Figuras	xxix
Lista de Tabelas	xxxiii
Simbologia	xli
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Motivações e Objectivos	5
1.3 Organização da Tese	7
2 Mercados de Energia Eléctrica/Exemplos de Implementação	9
2.1 Aspectos Gerais	9
2.2 Tipos de Mercados	11
2.3 Espanha	12
2.3.1 Organização do Mercado	12
2.3.2 Resolução de Restrições Técnicas	15
2.4 Inglaterra, Gales e Escócia	19
2.4.1 Organização do Mercado	19
2.4.2 Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão	21
2.5 Países Nórdicos	22
2.5.1 Organização do Mercado	22
2.5.2 Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão	25
2.6 Estados Unidos da América	26
2.6.1 Aspectos Gerais	26
2.6.2 Califórnia	27
2.6.2.1 Organização do Mercado	27
2.6.2.2 Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão	30
2.6.3 Nova Iorque	32
2.6.3.1 Organização do Mercado	32
2.6.3.2 Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão	33
2.6.4 PJM (<i>Pennsylvania – New Jersey – Maryland</i>)	36
2.6.4.1 Organização do Mercado	36
2.6.4.2 Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão	37

2.6.5	Texas	39
2.6.5.1	Organização do Mercado	39
2.6.5.2	Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão.....	41
2.7	Ontário (Canadá)	42
2.7.1	Organização do Mercado	42
2.7.2	Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão.....	44
2.8	Nova Zelândia	45
2.8.1	Organização do Mercado	45
2.8.2	Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão.....	47
2.9	Portugal e MIBEL	48
2.9.1	O caso Português.....	48
2.9.2	O MIBEL.....	52
2.9.3	Serviços de Sistema do MIBEL	53
3	Metodologias de Suporte de Potência Reactiva/Controlo de Tensão.....	55
3.1	Aspectos Gerais	55
3.2	Custos de Potência Reactiva.....	58
3.3	Determinação de Preços Marginais de Potência Reactiva	62
3.3.1	Considerações Gerais	62
3.3.2	Preços de Potência Activa e Reactiva	64
3.3.3	Mercados Locais de Potência Reactiva.....	70
3.3.4	Inclusão de Custos de Capital de Potência Reactiva.....	71
3.3.5	Estrutura das Ofertas de Potência Reactiva.....	74
3.3.6	Modificações e Extensões dos Métodos Propostos.....	76
3.4	Alocação de Custos de Potência Reactiva.....	79
3.4.1	Tarifas pelo Consumo Directo de Potência Reactiva.....	79
3.4.2	Reconciliação entre Preços Marginais e Custos Totais.....	81
3.4.3	Tarifas Múltiplas e Auto Fornecimento	83
3.5	Outros Métodos de Alocação de Custos de Potência Reactiva	83
3.5.1	Preços Separados por Diferentes Custos/Recursos	84
3.5.2	Contratos de Fornecimento de Longo Prazo	87
A.	Estrutura das Ofertas de Potência Reactiva de Longo Prazo	91
B.	Modificações / Extensões dos Métodos de Longo Prazo	93
3.5.3	Penalidades por Não Conformidade.....	95
3.5.4	Despacho de Potência Reactiva e Gestão de Restrições Técnicas	96

3.6	Compensação de Perdas/Contratos de Interruptibilidade	99
3.6.1	Compensação de Perdas	99
3.6.2	Formulações Integrando Contratos de Interruptibilidade.....	103
3.7	Considerações Finais	104
4	Modelos de Despacho Integrado de Potência Activa/Reactiva.....	109
4.1	Aspectos Gerais	109
4.2	Mercado Organizado de Energia Eléctrica, o <i>Pool</i>	110
4.3	Ofertas de Ajuste dos Agentes que Actuam no Mercado Diário.....	113
4.4	Modelização do Diagrama de Funcionamento dos Alternadores	116
4.5	Modelo 1: DIOS Não-Linear com Ofertas de Ajuste – <i>Pool</i>	123
4.6	Modelos Linearizados.....	126
4.6.1	Linearização das Expressões de Trânsito de Potências e da Potência Activa de Perdas.....	126
4.6.2	Modelo 2: DIOS Linearizado com Ofertas de Ajuste – <i>Pool</i>	130
4.6.3	Modelo 3: DIOS Linearizado com Alocação de Perdas e Ofertas de Ajuste – <i>Pool</i>	132
4.6.4	Modelo 4: DIOS Linearizado com Alocação de Perdas e Ofertas de Ajuste – <i>Pool</i> e Contratos Bilaterais – Admitindo Ajustes Cruzados	135
4.6.5	Modelo 5: DIOS Linearizado com Alocação de Perdas e Ofertas de Ajuste – <i>Pool</i> e Contratos Bilaterais –, Considerando Ajustes Separados....	139
4.6.6	Possibilidade de um mesmo Gerador Participar no <i>Pool</i> e Estabelecer Contratos Bilaterais.....	140
5	Modelos de Despacho Considerando Elementos da Teoria dos Conjuntos Difusos.....	141
5.1	Aspectos Gerais	141
5.2	Enquadramento da Programação Linear Difusa	144
5.3	Modelização de Restrições do Problema de DIOS Utilizando Conjuntos Difusos	150
5.4	Modelos de DIOS Utilizando Conjuntos Difusos	152
5.4.1	Modelo 6: DIOS Linearizado com Ofertas de Ajuste Associadas aos Agentes do <i>Pool</i>	152
5.4.2	Modelo 7: DIOS Linearizado com Ofertas de Ajuste do <i>Pool</i> e Alocação de Perdas.....	154
6	Modelos de Despacho Considerando Componentes Discretos	159
6.1	Aspectos Gerais	159
6.2	Componentes de Rede de Natureza Discreta.....	159
6.2.1	Transformadores com Regulação de Tensão.....	159

6.2.2	Elementos <i>Shunt</i>	161
6.2.3	Atualização da Matriz das Admitâncias	162
6.3	Modelos de Tipo Determinístico	164
6.3.1	Modelo 8: DIOS Linearizado com Alocação de Perdas e Ofertas de Ajuste – <i>Pool</i> e Contratos Bilaterais –, Admitindo Ajustes Cruzados	164
6.3.2	Modelo 9: DIOS Linearizado com Alocação de Perdas e Ofertas de Ajuste – <i>Pool</i> e Contratos Bilaterais –, Considerando Ajustes Separados....	167
6.4	Modelos de Natureza Difusa	168
6.4.1	Modelo 10: DIOS <i>Fuzzy</i> Linearizado com Alocação de Perdas e Ofertas de Ajuste – <i>Pool</i> e Contratos Bilaterais –, Admitindo Ajustes Cruzados	168
6.4.2	Modelo 11: DIOS <i>Fuzzy</i> Linearizado com Alocação de Perdas e Ofertas de Ajuste – <i>Pool</i> e Contratos Bilaterais –, Considerando Ajustes Separados....	170
7	Algoritmos de Solução e Cálculo dos Preços Marginais Nodais	173
7.1	Aspectos Gerais	173
7.2	Algoritmo de Solução 1: Adoptado no Modelo 1	174
7.3	Algoritmo de Solução 2: Adoptado nos Modelos 2 a 7	177
7.4	Algoritmos de Solução Híbridos: Aplicados nos Modelos 8 a 11.....	181
7.4.1	Algoritmo de Solução 3: Meta-heurística com Função de Avaliação Determinística SLP, Utilizado nos Modelos 8 e 9	181
7.4.2	Algoritmo de Solução 4: Combinação Sucessiva de Métodos Determinísticos e Meta-heurísticos, Adoptado nos Modelos 8 a 11.....	184
7.5	Cálculo dos Preços Marginais Nodais	188
7.5.1	Aspectos Gerais.....	188
7.5.2	Preços Marginais Nodais Associados aos Modelos 1 a 4 e 8.....	189
7.5.3	Preços Marginais Nodais Associados aos Modelos 5 e 9	189
7.5.4	Preços Marginais Nodais Associados aos Modelos 6, 7 e 10	190
7.5.5	Preços Marginais Nodais Associados ao Modelo 11	191
8	Exemplo de Aplicação Utilizando a Rede Teste de 24 Nós do IEEE	193
8.1	Dados do Problema	193
8.2	Resultados do OM	194
8.3	Resultados do OS utilizando os Modelos 1 a 7	195
8.3.1	Modelo 1	196
A.	Caso Base	196
B.	Caso Cong.....	202
8.3.2	Modelo 2	205
A.	Caso Base	205

B. Caso Cong.....	207
8.3.3 Modelo 3.....	210
A. Caso Base	210
B. Caso Cong.....	215
8.3.4 Modelo 4.....	218
A. Caso Base	218
B. Caso Cong.....	221
8.3.5 Modelo 5.....	225
A. Caso Base	225
B. Caso Cong.....	226
8.3.6 Modelo 6.....	230
A. Caso Base	231
B. Caso Cong.....	234
8.3.7 Modelo 7.....	237
A. Caso Base	237
B. Caso Cong.....	240
8.4 Resultados do OS utilizando os Modelos 8 a 11	243
8.4.1 Modelo 8.....	244
A. Caso Base	244
B. Caso Cong.....	248
8.4.2 Modelo 9.....	253
A. Caso Base	253
B. Caso Cong.....	257
8.4.3 Modelo 10.....	261
8.4.4 Modelo 11.....	267
8.5 Convergência SQP versus SLP.....	272
8.6 Avaliação do Erro da Função Objectivo do SLP	274
8.7 Desempenho dos Algoritmos de Solução Híbridos 1 e 2	275
8.7.1 Algoritmo de Solução Híbrido 1	276
A. Algoritmo de Solução utilizando o EPSO	276
B. Algoritmo de Solução utilizando o GAO	278
C. Comparação de Resultados.....	279
8.7.2 Algoritmo de Solução Híbrido 2	280
A. Algoritmo de Solução utilizando o EPSO	280

B. Algoritmo de Solução utilizando o GAO	282
C. Algoritmo de Solução utilizando o SAO.....	284
D. Comparação de Resultados	285
8.8 Comentários.....	286
9 Exemplo de Aplicação Utilizando a Rede Teste de 118 Nós do IEEE	289
9.1 Dados do Problema	289
9.2 Resultados do OM	290
9.3 Resultados do OS utilizando Vários Modelos Propostos.....	291
9.3.1 Modelo 4	292
A. Caso Base	292
B. Caso Cong.....	298
9.3.2 Modelo 5	306
A. Caso Base	307
B. Caso Cong.....	309
9.3.3 Modelo 8	318
A. Caso Base	318
B. Caso Cong.....	325
9.3.4 Modelo 9	332
A. Caso Base	332
B. Caso Cong.....	335
9.3.5 Modelo 10	343
9.3.6 Modelo 11	352
9.4 Comentários.....	360
10 Conclusões e Perspectivas de Desenvolvimento.....	363
Referências e Bibliografia.....	369
 ANEXOS	
Anexo A	
A Algoritmos das Meta-Heurísticas EPSO, GAO e SAO.....	A.1
A.1 Aspectos Gerais.....	A.1
A.2 <i>Evolutionary Particle Swarm Optimization</i> – EPSO	A.2
A.3 <i>Genetic Algorithm Optimization</i> – GAO.....	A.7
A.4 <i>Simulated Annealing Optimization</i> – SAO.....	A.10

Anexo B

B	Dados da Rede Teste de 24 Nós do IEEE.....	B.1
B.1	Dados dos Agentes que Participam no Mercado Diário Centralizado	B.1
B.2	Dados dos Agentes Associados a Contratos Bilaterais Físicos	B.2
B.3	Compensadores Síncronos.....	B.3
B.4	Dados da Rede de Transmissão	B.4
B.5	Componentes Discretos Considerados	B.5

Anexo C

C	Dados da Rede Teste de 118 Nós do IEEE.....	C.1
C.1	Dados dos Agentes que Participam no Mercado Diário, <i>Pool</i>	C.1
C.2	Dados dos Agentes Associados aos Contratos Bilaterais Físicos	C.4
C.3	Compensadores Síncronos.....	C.5
C.4	Dados da Rede de Transmissão	C.6
C.5	Componentes Discretos Considerados	C.10

Lista de Abreviaturas

• AC	–	<i>Alternate Current;</i>
• AGC	–	<i>Automatic Generation Control;</i>
• AVR	–	<i>Automatic Voltage Regulation;</i>
• BETTA	–	<i>British Trading and Transmission Arrangements;</i>
• BTE	–	Baixa Tensão Especial;
• BTN	–	Baixa Tensão Normal;
• CAE	–	Contrato de Aquisição de Energia;
• CAISO	–	<i>Californian Independent System Operator;</i>
• CB	–	Contrato Bilateral Físico;
• CfD	–	<i>Contract for Differences;</i>
• CMEC	–	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual;
• CNE	–	<i>Comisión Nacional de Energía;</i>
• CO	–	Custo de Operação;
• CTC	–	<i>Costes de Transición para la Competencia;</i>
• DC	–	<i>Direct Current;</i>
• DGGE	–	Direcção Geral de Geologia e Energia;
• DIOS	–	Despacho Integrado para o Operador de Sistema;
• EDP	–	Electricidade de Portugal;
• EPSO	–	<i>Evolutionary Particle Swarm Optimization;</i>
• ERCOT	–	<i>Electric Reliability Council of Texas;</i>
• ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
• ES/EP	–	<i>Evolution Strategies/Evolutionary Programming;</i>
• FACTS	–	<i>Flexible AC Transmission Systems;</i>
• f.e.m.	–	força electromotriz;
• FERC	–	<i>Federal Electricity Reliability Council;</i>
• FO	–	Função Objectivo;
• FTR	–	<i>Financial/Firm Transmission Rights;</i>
• GAMS	–	<i>General Algebraic Modeling System;</i>
• GAO	–	<i>Genetic Algorithm Optimization;</i>
• HHI	–	<i>Herfindahl-Hirschman Index;</i>
• ICAP	–	<i>Installed Capacity Market;</i>
• IEEE	–	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers;</i>

- IESO – *Independent Electricity System Operator*, OS de Ontário;
- IMO – *Independent Market Operator*, o mesmo que OM;
- ISO – *Independent System Operator*, o mesmo que OS;
- MATLAB – *MATrix LABoratory*;
- MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade;
- MRTU – *Market Redesign and Technology Upgrade*;
- NERC – *North American Electricity Reliability Council*;
- NETA – *New Electricity Trading Arrangements*;
- NGC – *National Grid Company*;
- NYISO – *New York Independent System Operator*;
- NZEM – *New Zealand Electricity Market*;
- NZIER – *New Zealand Institute of Economic Research*;
- OFGEM – *Office of Gas and Electricity Markets*;
- OM – Operador de Mercado, IMO em literatura de língua inglesa;
- OMIE – *Operador del Mercado Ibérico de Energía* – pólo Espanhol;
- OMEL – *Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad*;
- OMI – Operador do Mercado Ibérico;
- OMIP – Operador do Mercado Ibérico – pólo Português;
- OPF – *Optimal Power Flow*;
- OS – Operador de Sistema, ISO em literatura de língua inglesa;
- ORPS – *Optimal Reactive Power Scheduling*;
- OTC – *Over The Counter*;
- PF – Ponto de Funcionamento;
- PI – Problema Inteiro;
- PJM – *Pennsylvania – New Jersey – Maryland*;
- PMN – Preço Marginal Nodal;
- PL – Problema Linear;
- PNL – Problema não Linear;
- PPA – *Power Purchase Agreements*, idêntico a CAE;
- P/Q – Potência activa/potência reactiva;
- PSERC – *Power Systems Engineering Research Center*;
- PSO – *Particle Swarm Optimization*;
- PTDF – *Power Transfer Distribution Factors*;
- PX – *Power Exchange*;

• QSE	–	<i>Qualified Schedule Entities;</i>
• RAM	–	<i>Random Access Memory;</i>
• REE	–	<i>Red Eléctrica de España;</i>
• REN	–	<i>Rede Eléctrica Nacional;</i>
• RMR	–	<i>Reliability Must-Run;</i>
• RNT	–	<i>Rede Nacional de Transporte;</i>
• RPM	–	<i>Regulation Power Market;</i>
• RTO	–	<i>Regional Transmission Organisation;</i>
• SAO	–	<i>Simulated Annealing Optimization;</i>
• SBP	–	<i>System Buy Price;</i>
• SCROPF	–	<i>Security Constrained Optimal Power Flow;</i>
• SCUC	–	<i>Security-Constrained Unit Commitment;</i>
• SEI	–	<i>Sistema Eléctrico Independente;</i>
• SEN	–	<i>Sistema Eléctrico Nacional;</i>
• SENV	–	<i>Sistema Eléctrico Não Vinculado;</i>
• SEP	–	<i>Sistema Eléctrico de Serviço Público;</i>
• SLP	–	<i>Sequential Linear Programming;</i>
• SQP	–	<i>Sequential Quadratic Programming;</i>
• SSP	–	<i>System Sell Price;</i>
• SVC	–	<i>Stability Voltage Control;</i>
• TCR	–	<i>Transmission Congestion Rights;</i>
• TP AC	–	<i>Trânsito de Potências AC;</i>
• TSO	–	<i>Transmission System Operator;</i>
• UPFC	–	<i>Unified Power Flow Controller.</i>

Lista de Figuras

Figura 4.1 – Curvas agregadas de ofertas de compra e de venda num <i>Pool</i> simétrico.	111
Figura 4.2 – Estrutura da oferta de venda de energia eléctrica de um gerador <i>i</i> que participa no <i>Pool</i>	112
Figura 4.3 – Limites de ajuste de potência activa de um gerador <i>i</i> para as três situações possíveis: (a) $P_{g_i} > 0$ e $P_{g_i} + \Delta P_{g_i}^{ajt\ max} \leq P_{g_i}^{max}$; (b) $P_{g_i} > 0$ e $P_{g_i} + \Delta P_{g_i}^{ajt\ max} = P_{g_i}^{max}$ e (c) $P_{g_i} = 0$ e $0 < \Delta P_{g_i}^{ajt\ max} \leq P_{g_i}^{max}$	115
Figura 4.4 – Diagrama de funcionamento de um gerador síncrono de pólos lisos e respectivas curvas limite.	118
Figura 4.5 – Diagrama de funcionamento de um gerador síncrono de pólos salientes e curvas limite.	120
Figura 4.6 – Linearização adoptada das curvas limite de funcionamento dos alternadores: (a) de pólos lisos e (b) de pólos salientes.	121
Figura 5.1 – Representação da função de pertença da variável <i>x</i>	151
Figura 5.2 – Representação da função de pertença dos limites dos módulos das tensões.	151
Figura 5.3 – Limites admissíveis de variação da potência aparente no ramo <i>ij</i> , admitindo uma tolerância no valor da sua capacidade.	154
Figura 6.1 – Circuito eléctrico simplificado de um transformador com tomadas no primário e no secundário.	159
Figura 6.2 – Esquema equivalente em π do transformador com tomadas em ambos os enrolamentos.	161
Figura 6.3 – Elemento <i>shunt</i> capacitivo ligado ao nó <i>k</i>	162
Figura 7.1 – Fluxograma do Algoritmo de Solução 1, adoptado no Modelo 1.	175
Figura 7.2 – Fluxograma do Algoritmo de Solução 2, aplicado aos Modelos 2 a 7 (baseado em SLP).	178
Figura 7.3 – Fluxograma do Algoritmo de Solução 3, aplicado aos Modelos 8 e 9 (1º algoritmo híbrido).	182
Figura 7.4 – Fluxograma do Algoritmo de Solução 4, 2º algoritmo híbrido, aplicado aos Modelos 8 a 11.	186
Figura 8.1 – Rede teste de 24 nós do IEEE.	193
Figura 8.2 – Curvas agregadas das ofertas de compra e de venda de energia eléctrica e determinação do preço e da quantidade negociada (rede teste de 24 nós do IEEE).	195
Figura 8.3 – Diagrama de capacidade e respectivo ponto de funcionamento, PF1, do gerador ligado ao nó 22.	201
Figura 8.4 – Diagrama de capacidade e respectivo ponto de funcionamento, PF2, do gerador ligado ao nó 15.	201

Figura 8.5 – Diagrama de capacidade e respectivo ponto de funcionamento. (a) do gerador ligado ao nó 15 e (b) do gerador ligado ao nó 16.	204
Figura 8.6 – Diagrama de capacidade e ponto de funcionamento, PF3, do gerador ligado ao nó 15.	214
Figura 8.7 – Localização do ponto de funcionamento, PF4, no diagrama de capacidade aproximado do gerador ligado ao nó 15.	217
Figura 8.8 – Diagramas de capacidade e ponto de funcionamento de dois geradores associados a contratos bilaterais: (a) do gerador ligado ao nó 15 e (b) do gerador ligado ao nó 16.	220
Figura 8.9 – Diagrama de capacidade, limites de ajuste e ponto de funcionamento de dois geradores associados a contratos bilaterais: (a) gerador ligado ao nó 7 e (b) gerador ligado ao nó 21.	224
Figura 8.10 – Perfis do módulo das tensões obtidos através do Modelo 2 e do Modelo 6 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	232
Figura 8.11 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelo Modelo 2 e pelo Modelo 6 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	235
Figura 8.12 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 3 e 7 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	239
Figura 8.13 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelo Modelo 3 e pelo Modelo 7 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	241
Figura 8.14 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 4 e 8 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	246
Figura 8.15 – Perfis do módulo das tensões obtidos através dos Modelos 4 e 8 para este Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	250
Figura 8.16 – Perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 8 para o Caso Base e para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	252
Figura 8.17 – Perfis do módulo da tensão obtidos com os Modelos 5 e 9 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	255
Figura 8.18 – Perfis dos preços marginais nodais de potência reactiva obtidos pelos Modelos 5 e 9 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	257
Figura 8.19 – Perfis do módulo das tensões obtidos através dos Modelos 5 e 9 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	259
Figura 8.20 – Perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos nos dois casos de estudo da rede teste de 24 nós do IEEE através do Modelo 9.	261
Figura 8.21 – Perfis dos preços marginais nodais obtidos pelos Modelos 8 e 10 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	266
Figura 8.22 – Perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos pelos Modelos 9 e 11 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	271

Figura 8.23 – Evolução do processo iterativo dos métodos SQP e SLP utilizados nos Modelos 1, 2 e 6 com a rede teste de 24 nós do IEEE para o Caso base....	272
Figura 8.24 – Evolução do processo iterativo dos métodos SQP e SLP utilizados nos Modelos 1, 2 e 6 com a rede teste de 24 nós do IEEE para o caso com congestionamento.	273
Figura 8.25 – Comparação das curvas $f(x)$ obtidas no SLP através do trânsito de potências AC e do OPF linearizado adoptado nos Modelos 3 e 7 e utilizando a rede teste de 24 nós do IEEE para o Caso Base.	275
Figura 8.26 – Comparação das curvas $f(x)$ obtidas no SLP através do trânsito de potências AC e do OPF linearizado adoptado nos Modelos 3 e 7 e utilizando a rede teste de 24 nós do IEEE para o Caso Cong.	275
Figura 8.27 – Convergência do Algoritmo de Solução Híbrido 1 utilizando o EPSO em 8 simulações.	276
Figura 8.28 – Convergência do Algoritmo de Solução Híbrido 1 utilizando o GAO em 8 simulações.	278
Figura 8.29 – Resultados obtidos pelo EPSO e pelo GAO nas 8 simulações realizadas. .	279
Figura 8.30 – Convergência do Algoritmo de Solução Híbrido 2 utilizando o EPSO em 8 simulações.	281
Figura 8.31 – Convergência do Algoritmo de Solução Híbrido 2 utilizando o GAO em 8 simulações.	282
Figura 8.32 – Convergência do Algoritmo de Solução Híbrido 2 utilizando o SAO em 8 simulações.	284
Figura 8.33 – Valores da função objectivo obtidos no final do Algoritmo de Solução Híbrido 2 para as 8 simulações realizadas utilizando o EPSO, GAO ou SAO.	286
Figura 9.1 – Rede teste de 118 nós do IEEE.	289
Figura 9.2 – Curvas agregadas de compra e de venda de energia eléctrica e determinação do preço e da quantidade negociada para a rede teste de 118 nós do IEEE.	291
Figura 9.3 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelo Modelo 4 para o Caso Base e Caso Cong para a rede teste de 118 nós do IEEE.	305
Figura 9.4 – Perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos pelo Modelo 4 para o Caso Base e Caso Cong para a rede teste de 118 nós do IEEE.	306
Figura 9.5 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 4 e 5 para o Caso Cong utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE.	311
Figura 9.6 – Perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos pelo Modelo 5 para o Caso Base e para o Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.	317
Figura 9.7 – Perfis dos preços marginais nodais obtidos pelos Modelos 4 e 8 no Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.	331

Figura 9.8 – Diagrama de capacidade e ponto de funcionamento dos geradores despachados pelo OM: (a) gerador ligado ao nó 1 e (b) gerador ligado ao nó 56.	340
Figura 9.9 – Diagrama de capacidade e ponto de funcionamento dos geradores associados aos contratos bilaterais: (a) gerador ligado ao nó 1, (b) gerador ligado ao 4 e (c) gerador ligado ao nó 56.	340
Figura 9.10 – Perfis dos preços marginais nodais de potência reactiva obtidos pelos Modelos 5 e 9 para o Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.	342
Figura 9.11 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 8 e 10, Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.	346
Figura 9.12 – Perfis dos preços marginais nodais de potência reactiva obtidos pelos Modelos 8 e 10 para o Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.	351
Figura 9.13 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 9 e 11 no Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.	354
Figura 9.14 – Perfis dos preços marginais nodais de potência reactiva obtidos pelos Modelos 9 e 11 no Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.	359
Figura A.1 – Ilustração da reprodução de uma partícula do EPSO comandada pela regra de movimento.	A.5
Figura A.2 – Algoritmo simplificado da meta-heurística EPSO.	A.7
Figura A.3 – Algoritmo simplificado do GAO.	A.9
Figura A.4 – Algoritmo da meta-heurística SAO, para aplicação a um problema de minimização delimitado pelo espaço de soluções X.	A.13

Lista de Tabelas

Tabela 8.1 – Programa base determinado pelo Operador de Mercado para um período de comercialização utilizando a rede teste de 24 nós do IEEE.	194
Tabela 8.2 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 1 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	197
Tabela 8.3 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 1 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	198
Tabela 8.4 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 1 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	199
Tabela 8.5 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 1 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	202
Tabela 8.6 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 1 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	203
Tabela 8.7 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 1 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	204
Tabela 8.8 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 2 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	206
Tabela 8.9 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 2 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	206
Tabela 8.10 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 2 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	207
Tabela 8.11 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 2 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	208
Tabela 8.12 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 2 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	209
Tabela 8.13 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 2 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	209
Tabela 8.14 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 3 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	211
Tabela 8.15 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 3 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	212
Tabela 8.16 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 3 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	213
Tabela 8.17 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 3 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	215
Tabela 8.18 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 3 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	216
Tabela 8.19 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 3 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	217

Tabela 8.20 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 4 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	219
Tabela 8.21 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	219
Tabela 8.22 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 4 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	221
Tabela 8.23 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 4 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	221
Tabela 8.24 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	223
Tabela 8.25 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 4 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	224
Tabela 8.26 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 5 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	226
Tabela 8.27 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 5 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	227
Tabela 8.28 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 5 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	227
Tabela 8.29 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 5 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	230
Tabela 8.30 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 6 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	231
Tabela 8.31 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 6 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	233
Tabela 8.32 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 6 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	233
Tabela 8.33 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 6 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	234
Tabela 8.34 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 6 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	236
Tabela 8.35 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 6 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	237
Tabela 8.36 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 7 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	238
Tabela 8.37 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 7 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	239
Tabela 8.38 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 7 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	240
Tabela 8.39 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 7 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	241

Tabela 8.40 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 7 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	242
Tabela 8.41 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 7 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	243
Tabela 8.42 – Escalões ligados da bateria de condensadores, Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 8).	245
Tabela 8.43 – Escalões ligados da bateria de indutâncias, Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 8).	245
Tabela 8.44 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 8 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	245
Tabela 8.45 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	247
Tabela 8.46 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 8 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	247
Tabela 8.47 – Escalões ligados da bateria de condensadores, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 8).	249
Tabela 8.48 – Escalões ligados da bateria de indutâncias, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 8).	249
Tabela 8.49 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 8 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	249
Tabela 8.50 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	250
Tabela 8.51 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 8 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	251
Tabela 8.52 – Escalões ligados da bateria de condensadores, Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 9).	254
Tabela 8.53 – Escalões ligados da bateria de indutâncias, Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 9).	254
Tabela 8.54 – Módulo e fase das tensões obtidos com o Modelo 9 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	254
Tabela 8.55 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 9 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.	256
Tabela 8.56 – Escalões ligados da bateria de condensadores, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 9).	258
Tabela 8.57 – Escalões ligados da bateria de indutâncias, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 9).	258
Tabela 8.58 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 9 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	258
Tabela 8.59 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 9 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	259

Tabela 8.60 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 9 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	260
Tabela 8.61 – Escalões ligados da bateria de condensadores, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 10).	263
Tabela 8.62 – Escalões ligados da bateria de indutâncias, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 10).	263
Tabela 8.63 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 10 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	263
Tabela 8.64 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 10 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	264
Tabela 8.65 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 10 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	265
Tabela 8.66 – Escalões ligados da bateria de condensadores, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 11).	268
Tabela 8.67 – Escalões ligados da bateria de indutâncias, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 11).	268
Tabela 8.68 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 11 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	269
Tabela 8.69 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 11 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	269
Tabela 8.70 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 11 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.	270
Tabela 8.71 – Estado dos escalões da bateria de condensadores existente no nó 14 obtido pelo EPSO.	277
Tabela 8.72 – Estado dos escalões da bateria de indutâncias presente no nó 6 obtido pelo EPSO.	277
Tabela 8.73 – Estado dos escalões da bateria de condensadores existente no nó 14 obtido pelo GAO.	279
Tabela 8.74 – Estado dos escalões da bateria de indutâncias presente no nó 6 obtido pelo GAO.	279
Tabela 8.75 – Estado dos escalões da bateria de condensadores existente no nó 14 obtido pelo EPSO.	282
Tabela 8.76 – Estado dos escalões da bateria de indutâncias presente no nó 6 obtido pelo EPSO.	282
Tabela 8.77 – Estado dos escalões da bateria de condensadores no nó 14 obtido pelo GAO.	283
Tabela 8.78 – Estado dos escalões da bateria de indutâncias existente no nó 6 obtido pelo GAO.	283
Tabela 8.79 – Estado dos escalões da bateria de condensadores obtido pelo SAO.	285
Tabela 8.80 – Estado dos escalões da bateria de indutâncias obtido pelo SAO.	285

Tabela 9.1 – Despacho económico obtido pelo Operador de Mercado para um período de comercialização utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE.	290
Tabela 9.2 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base.....	293
Tabela 9.3 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base.....	294
Tabela 9.4 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base (continuação).	295
Tabela 9.5 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base (continuação).	296
Tabela 9.6 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base.....	297
Tabela 9.7 – Valores do Módulo e da fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong. ...	299
Tabela 9.8 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.....	300
Tabela 9.9 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).....	301
Tabela 9.10 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).....	302
Tabela 9.11 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.....	304
Tabela 9.12 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 5 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base.	308
Tabela 9.13 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 5 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.....	310
Tabela 9.14 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 5 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.	312
Tabela 9.15 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 5 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).....	313
Tabela 9.16 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 5 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).....	314
Tabela 9.17 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 5 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.	315
Tabela 9.18 – Estado dos escalões das baterias de condensadores da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Base utilizando o Modelo 8.	319
Tabela 9.19 – Estado dos escalões das baterias de indutâncias da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Base utilizando o Modelo 8.	319
Tabela 9.20 – Módulo e fase das tensões obtidos pelo Modelo 8, Caso Base da rede teste de 118 nós do IEEE.	320

Tabela 9.21 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base.....	321
Tabela 9.22 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base (continuação).	322
Tabela 9.23 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base (continuação).	323
Tabela 9.24 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base.....	324
Tabela 9.25 – Estado dos escalões das baterias de condensadores da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Cong utilizando o Modelo 8.....	325
Tabela 9.26 – Estado dos escalões das baterias de indutâncias da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Cong utilizando o Modelo 8.....	326
Tabela 9.27 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.	326
Tabela 9.28 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.	327
Tabela 9.29 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).....	328
Tabela 9.30 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).....	329
Tabela 9.31 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.	330
Tabela 9.32 – Estado dos escalões das baterias de condensadores da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Base utilizando o Modelo 9.....	333
Tabela 9.33 – Estado dos escalões das baterias de indutâncias da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Base utilizando o Modelo 9.....	333
Tabela 9.34 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 9 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base.....	334
Tabela 9.35 – Estado dos escalões das baterias de condensadores da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Cong utilizando o Modelo 9.	335
Tabela 9.36 – Estado dos escalões das baterias de indutâncias da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Cong utilizando o Modelo 9.....	335
Tabela 9.37 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 9 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.	336
Tabela 9.38 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 9 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.	337
Tabela 9.39 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 9 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).....	338
Tabela 9.40 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 9 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).....	339

Tabela 9.41 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 9 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.	341
Tabela 9.42 – Estado dos escalões das baterias de condensadores da rede teste de 118 nós do IEEE (Caso Cong) utilizando o Modelo 10.....	344
Tabela 9.43 – Estado dos escalões das baterias de indutâncias da rede teste de 118 nós do IEEE (Caso Cong) utilizando o Modelo 10.	344
Tabela 9.44 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 10 utilizando o Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.	345
Tabela 9.45 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 10 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.	347
Tabela 9.46 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 10 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).....	348
Tabela 9.47 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 10 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).....	349
Tabela 9.48 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 10 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE (Caso Cong).....	350
Tabela 9.49 – Estado de ligação dos escalões das baterias de condensadores da rede teste de 118 nós do IEEE (Caso Cong) utilizando o Modelo 11.	352
Tabela 9.50 – Estado de ligação dos escalões das baterias de indutâncias da rede teste de 118 nós do IEEE (Caso Cong) utilizando o Modelo 11.	353
Tabela 9.51 – Módulo e fase das tensões obtidos pelo Modelo 11, rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.....	353
Tabela 9.52 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 11 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.	355
Tabela 9.53 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 11 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).....	356
Tabela 9.54 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 11 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).....	357
Tabela 9.55 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 11 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE (Caso Cong).....	358
Tabela B.1 – Ofertas de venda de energia eléctrica submetidas ao OM por parte dos geradores (3 blocos) utilizadas na rede teste de 24 nós do IEEE.....	B.1
Tabela B.2 – Valores referentes ao diagrama de capacidade aproximado e às ofertas de ajuste dos geradores associados ao mercado centralizado utilizados na rede teste de 24 nós do IEEE.	B.1
Tabela B.3 – Ofertas de compra submetidas ao OM e ofertas de ajuste das cargas utilizadas na rede teste de 24 nós do IEEE.....	B.2
Tabela B.4 – Valores do diagrama de capacidade aproximado e das ofertas de ajuste dos geradores associados aos contratos bilaterais físicos utilizados na rede teste de 24 nós do IEEE.....	B.2
Tabela B.5 – Contratos bilaterais físicos de potência activa (programa inicial) e ofertas de ajuste das cargas utilizados na rede teste de 24 nós do IEEE.	B.3

Tabela B.6 – Limites de potência reactiva do compensador síncrono ligado ao nó 14 da rede teste de 24 nós do IEEE.	B.3
Tabela B.7 – Características dos ramos da rede teste de 24 nós do IEEE.	B.4
Tabela B.8 – Características dos transformadores com regulação de tensão da rede teste de 24 nós do IEEE.	B.5
Tabela B.9 – Dados das baterias de condensadores da rede teste de 24 nós do IEEE.	B.5
Tabela B.10 – Dados das baterias de indutâncias da rede teste de 24 nós do IEEE.	B.5
Tabela C.1 – Ofertas de venda de energia eléctrica submetidas ao OM por parte dos geradores (3 blocos) utilizadas na rede teste de 118 nós do IEEE.	C.1
Tabela C.2 – Pontos do diagrama de capacidade aproximado e ofertas de ajuste dos geradores associados ao mercado diário utilizados na rede teste de 118 nós do IEEE.	C.2
Tabela C.3 – Ofertas de compra submetidas ao OM e ofertas de ajuste das respectivas cargas utilizadas na rede teste de 118 nós do IEEE.	C.3
Tabela C.4 – Pontos do diagrama de capacidade aproximado e ofertas de ajuste dos geradores associados a contratos bilaterais físicos utilizados na rede teste de 118 nós do IEEE.	C.4
Tabela C.5 – Contratos bilaterais físicos de potência activa (programa inicial) e ofertas de ajuste das cargas utilizados na rede teste de 118 nós do IEEE. ...	C.5
Tabela C.6 – Limites de potência reactiva dos compensadores síncronos (rede teste de 118 nós do IEEE).	C.5
Tabela C.7 – Características dos ramos da rede teste de 118 nós do IEEE.	C.6
Tabela C.8 – Características dos ramos da rede teste de 118 nós do IEEE (continuação).	C.7
Tabela C.9 – Características dos ramos da rede teste de 118 nós do IEEE (continuação).	C.8
Tabela C.10 – Características dos ramos da rede teste de 118 nós do IEEE (continuação).	C.9
Tabela C.11 – Características dos transformadores com regulação de tensão da rede teste de 118 nós do IEEE.	C.10
Tabela C.12 – Dados das baterias de condensadores da rede teste de 118 nós do IEEE.	C.10
Tabela C.13 – Dados das baterias de indutâncias da rede teste de 118 nós do IEEE.	C.10

Simbologia

- B_{ij} – susceptância do ramo ij [pu];
- C_g^Q – custo de potência reactiva de um gerador [€/Mvar];
- C_g^S – custo de potência aparente de um gerador [€/MVA];
- Cc_j, Cc_j^{ofer} – preço da oferta de compra de energia eléctrica da carga j [€/MW.h];
- Cc_j^{ajt} – preço de ajuste pretendido pelo consumidor ligado ao nó j [€/MW.h];
- Cg_i – preço de venda de energia eléctrica do gerador i [€/MW.h];
- Cg_i^{ajt} – preço de ajuste pretendido pelo proprietário do gerador ligado ao nó i [€/MW.h];
- $Cg_i^{ofer \times}$ – preço da oferta de venda de energia eléctrica do gerador i associado ao bloco x [€/MW.h];
- $\bar{E}_{\max}$ – máxima força electromotriz de excitação de um gerador síncrono [V];
- $\bar{E}_n$ – força electromotriz de excitação nominal de um gerador síncrono [V];
- Eq^{ajtCB} – equação relativa à restrição de equilíbrio de ajustes de potência activa entre agentes associados aos contratos bilaterais físicos;
- Eq^{ajtOM} – equação relativa à restrição de equilíbrio de ajustes de potência activa entre agentes associados ao Operador de Mercado;
- FO^{des} – valor da função objectivo relativo ao grau de satisfação unitário [€/MW.h];
- G_{ij} – condutância do ramo ij [pu];
- i_{I_n} – intensidade de corrente de excitação necessária para um gerador funcionar em regime de carga nominal [A];
- $i_{\max}$ – máxima intensidade de corrente de excitação [A];
- I_d – intensidade de corrente longitudinal associada a um gerador síncrono de pólos salientes [A];
- I_n – intensidade de corrente nominal [A];
- I_q – intensidade de corrente transversal associada a um gerador síncrono de pólos salientes [A];

- L_d – limite de estabilidade dinâmica de um gerador síncrono;
- L_e – limite de estabilidade estática de um gerador síncrono;
- L_k – número do ramo k , nós extremos ij ;
- N_c – número de ofertas de compra para cada período de comercialização ou número de cargas intervenientes;
- N_c^{CB} – número de cargas associadas aos contratos bilaterais físicos;
- N_c^{OM} – número de cargas associadas ao Operador de Mercado;
- N_g – número de ofertas de venda para cada período de comercialização ou número de geradores intervenientes;
- N_g^{CB} – número de geradores associados aos contratos bilaterais físicos;
- N_g^{OM} – número de geradores associados ao Operador de Mercado;
- Nl – número de ramos;
- Nn – número de nós;
- p_{ij} – expressão AC da potência activa de perdas no ramo ij [MW];
- $P_i, P_i(V, \theta)$ – expressão AC da potência activa injectada no nó i [MW];
- P_{ij} – expressão AC do trânsito de potência activa no ramo ij [MW];
- Pc_j – potência activa negociada de carga referente ao consumidor j [MW];
- Pc_j^{CB} – potência activa da carga ligada no nó j associada aos contratos bilaterais físicos [MW];
- Pc_j^F – potência activa final da carga ligada ao nó j [MW];
- Pc_j^{ofer} – oferta de compra de potência activa da carga j [MW];
- Pc_j^{OM} – potência activa da carga ligada no nó j determinada pelo Operador de Mercado [MW];
- P_g – potência activa de um gerador [MW];
- Pg_i – potência activa negociada de produção referente ao gerador i [MW];
- Pg_n – potência activa nominal de um gerador [MW];
- Pg_i^{CB} – potência activa contratada bilateralmente pelo gerador ligado ao nó i [MW];
- Pg_i^F – potência activa final do gerador ligado ao nó i [MW];
- Pg_i^{OM} – potência activa do gerador ligado ao nó i determinada pelo Operador de Mercado [MW];

- $Pg_i^{\max}$ – potência activa máxima de um gerador ligado ao nó i [MW];
- $Pg_i^{\max CB}$ – potência activa máxima de um gerador ligado ao nó i associado aos contratos bilaterais físicos [MW];
- $Pg_i^{\max OM}$ – potência activa máxima de um gerador ligado ao nó i associado ao Operador de Mercado [MW];
- Pg_i^{ofer} – oferta de venda de potência activa do gerador i [MW];
- $Pg_i^{ofer x}$ – oferta de venda de potência activa do gerador i associada ao bloco x [MW];
- $Pperd_k(V, \theta)$ – potência activa de perdas no ramo k (nós extremos ij) obtida através da expressão AC de acordo com p_{ij} [MW];
- QC_j^F – potência reactiva final da carga ligada ao nó j [Mvar];
- $Q_i, Q_i(V, \theta)$ – expressão AC da potência reactiva injectada no nó i [Mvar];
- Q_{ij} – expressão AC do trânsito de potência reactiva no ramo ij [Mvar];
- Q_i^{CS} – potência reactiva alocada ao compensador síncrono ligado ao nó i [Mvar];
- $Q_i^{CS \max}, Q_i^{CS \min}$ – potência reactiva máxima/mínima de um compensador síncrono ligado ao nó i do sistema [Mvar];
- Qg_i – potência reactiva produzida por um gerador ligado ao nó i [Mvar];
- Qg_i^a – capacidade de produção de potência reactiva correspondente à produção de potência activa em regime nominal para um gerador ligado ao nó i [Mvar];
- Qg_i^{aCB} – idêntico a Qg_i^a para um gerador ligado ao nó i associado aos contratos bilaterais físicos;
- Qg_i^{aOM} – idêntico a Qg_i^a para um gerador despachado pelo Operador de Mercado;
- Qg_i^b – capacidade de absorção de potência reactiva correspondente à produção de potência activa em regime nominal para um gerador ligado ao nó i [Mvar];
- Qg_i^{bCB} – idêntico a Qg_i^b para um gerador ligado ao nó i associado aos contratos bilaterais físicos;
- Qg_i^{bOM} – idêntico a Qg_i^b para um gerador despachado pelo Operador de Mercado;
- Qg_i^F – potência reactiva final do gerador ligado ao nó i [Mvar];

- $Qg_i^{\max}, Qg_i^{\min}$ – limite máximo/mínimo de potência reactiva de um gerador ligado ao nó i [Mvar];
- $Qg_i^{\max CB}, Qg_i^{\min CB}$ – limite máximo/mínimo de potência reactiva de um gerador ligado ao nó i associado aos contratos bilaterais físicos [Mvar];
- $Qg_i^{\max OM}, Qg_i^{\min OM}$ – limite máximo/mínimo de potência reactiva de um gerador ligado ao nó i despachado pelo Operador de Mercado [Mvar];
- Qg_n – potência reactiva associada ao regime de carga nominal de um gerador [Mvar];
- R – resistência da armadura de um gerador síncrono [Ω];
- r_{ij}, R_{ij} – resistência do ramo ij [pu];
- S_{base} – potência aparente de base [MVA];
- S_g – potência aparente de um gerador [MVA];
- $S_k(V, \theta)$ – expressão AC do trânsito de potência aparente no ramo k [MVA];
- $S_k^{\max}$ – limite máximo de potência aparente do ramo k [MVA];
- $\bar{S}$ – potência aparente complexa associada a um ponto de funcionamento limite de um gerador [MVA];
- $\bar{S}_n$ – potência aparente nominal complexa [MVA];
- vg_i^{tol} – máxima variação percentual de potência activa do gerador ligado ao nó i [%];
- vg_i^{tolCB} – máxima variação percentual de potência activa do gerador ligado ao nó i associado aos contratos bilaterais físicos [%];
- vg_i^{tolOM} – máxima variação percentual de potência activa do gerador ligado ao nó i associado ao Operador de Mercado [%];
- V – módulo da tensão [V];
- V_i – módulo da tensão no nó i [pu];
- $V_i^{\max}, V_i^{\min}$ – limite máximo/mínimo do módulo da tensão no nó i [pu];
- $\bar{V}_n$ – tensão complexa nominal [V];
- x – número de blocos das ofertas de venda, $x = 1, 2$ ou 3 ;
- x_{ij}, X_{ij} – reactância do ramo ij [pu];
- X_d – reactância síncrona longitudinal de um gerador de pólos salientes [Ω];
- X_q – reactância síncrona transversal de um gerador de pólos salientes [Ω];

- X_s – reactância síncrona de um alternador [Ω];
- $\bar{Y}$ – matriz das admitâncias nodais do sistema [pu];
- $\bar{Y}_{ij}$ – elemento ij da matriz das admitâncias nodais $\bar{Y}$ [pu];
- y_{ij}^{sh}, Y_{ij}^{sh} – valor total da admitância *shunt* do ramo ij [pu];
- α_i – razão de transformação do transformador com tomada de tensão no primário ligada ao nó i do sistema [%];
- $\alpha_i^{\max}, \alpha_i^{\min}$ – razão de transformação máxima/mínima do transformador com tomada de tensão no primário ligada ao nó i do sistema [%];
- β_j – razão de transformação do transformador com tomada de tensão no secundário ligada ao nó j do sistema [%];
- $\beta_j^{\max}, \beta_j^{\min}$ – razão de transformação máxima/mínima do transformador com tomada de tensão no secundário ligada ao nó j do sistema [%];
- δ^{FO} – valor da tolerância permitida para a função objectivo original [€];
- $\delta_{ij}^{S_{ij}}$ – valor percentual da tolerância permitida para a capacidade de potência aparente do ramo ij [%];
- $\delta^{V_{\min}}$ – valor da tolerância permitida para o limite mínimo da tensão [pu];
- $\delta^{V_{\max}}$ – valor da tolerância permitida para o limite máximo da tensão [pu];
- ξ^{CO} – variável dual da restrição adicional associada ao custo de operação do sistema referente aos modelos difusos;
- $\xi^{Eq^{ajtCB}}$ – variável dual referente à equação de equilíbrio de ajustes de potência activa formulada para os ajustes das potências activas associadas a contratos bilaterais físicos;
- $\xi^{Eq^{ajtOM}}$ – variável dual referente à equação de equilíbrio de ajustes de potência activa formulada para os ajustes das potências despachadas pelo Operador de Mercado;
- $\xi_i^{\Delta P_i}$ – variável dual/coeficiente de *Lagrange* associado à restrição de potência activa injectada no nó i ;
- $\xi_i^{\Delta Q_i}$ – variável dual/coeficiente de *Lagrange* associado à restrição de potência reactiva injectada no nó i ;
- λ – preço marginal de mercado (*Market Clearing Price*) [€/MW.h];
- μ – grau de pertença de um conjunto difuso, $\mu \in [0,1]$;
- $\rho_i^{\Delta P_i}, \rho_i(P)$ – preço marginal de potência activa no nó i [€/MW.h];

- $\rho_i^{\Delta P_i-CB}, \rho_i^{CB}(P)$ – preço marginal de potência activa no nó i para o subsistema associado aos contratos bilaterais físicos [€/MW.h];
- $\rho_i^{\Delta P_i-OM}, \rho_i^{OM}(P)$ – preço marginal de potência activa no nó i para o subsistema associado ao Operador de Mercado [€/MW.h];
- $\rho_i^{\Delta Q_i}, \rho_i(Q)$ – preço marginal de potência reactiva no nó i [€/Mvar.h];
- τ_p^C – escalões ligados da bateria de condensadores existente no nó p do sistema;
- $\tau_p^{C\max}$ – número máximo de escalões da bateria de condensadores existente no nó p do sistema;
- τ_q^B – escalões ligados da bateria de indutâncias existente no nó q ;
- $\tau_q^{B\max}$ – número máximo de escalões da bateria de indutâncias existente no nó q do sistema;
- θ – fase da tensão [rad];
- θ_{ij} – diferença das fases das tensões dos nós i e j [rad];
- $\theta_{ij}^{\max}, \theta_{ij}^{\min}$ – limite máximo/mínimo da diferença das fases das tensões dos nós i e j [rad];
- Δp_{ij} – expressão AC linearizada da potência activa de perdas no ramo ij [MW];
- $\Delta P_i, \Delta P_i(\Delta V, \Delta \theta)$ – expressão AC linearizada da potência activa injectada no nó i [MW];
- $\Delta P_{ij}, \Delta P_{ij}(\Delta V_i, \Delta V_j, \Delta \theta_i, \Delta \theta_j)$ – expressão AC linearizada do trânsito de potência activa no ramo ij [MW];
- $\Delta P c_j$ – ajuste de potência activa de carga associado ao consumidor ligado ao nó j [MW];
- $\Delta P c_j^{ajtCB}$ – ajuste de potência activa de carga associado ao consumidor ligado ao nó j associado aos contratos bilaterais físicos [MW];
- $\Delta P c_j^{ajtOM}$ – ajuste de potência activa de carga associado ao consumidor ligado ao nó j despachado pelo Operador de Mercado [MW];
- $\Delta P g_i$ – ajuste de potência activa de produção associado ao gerador ligado ao nó i [MW];
- $\Delta P g_i^{ajtCB}$ – ajuste de potência activa de produção de um gerador ligado ao nó i associado aos contratos bilaterais físicos [MW];

- ΔPg_i^{ajtOM} – ajuste de potência activa de produção de um gerador ligado ao nó i despachado pelo Operador de Mercado [MW];
- $\Delta Pg_i^{ajt\max}, \Delta Pg_i^{ajt\min}$ – limite máximo/mínimo do ajuste de potência activa admitido pelo gerador ligado ao nó i [MW];
- $\Delta Pg_i^{\max}, \Delta Pg_i^{\min}$ – limite máximo/mínimo admissível para a variação de potência activa do gerador ligado ao nó i [MW];
- $\Delta Pg_i^{\max CB}, \Delta Pg_i^{\min CB}$ – limite máximo/mínimo admissível para a variação de potência activa do gerador ligado ao nó i associado aos contratos bilaterais físicos [MW];
- $\Delta Pg_i^{\max OM}, \Delta Pg_i^{\min OM}$ – limite máximo/mínimo admissível para a variação de potência activa do gerador ligado ao nó i despachado pelo Operador de Mercado [MW];
- ΔPg_i^{perd} – contribuição do gerador ligado ao nó i para compensar a potência activa de perdas [MW];
- ΔPg_i^{perdCB} – potência activa de perdas alocada ao gerador ligado ao nó i associado aos contratos bilaterais físicos [MW];
- ΔPg_i^{perdOM} – potência activa de perdas alocada ao gerador ligado ao nó i despachado pelo Operador de Mercado [MW];
- $\Delta Pperd_k(\Delta V, \Delta \theta)$ – potência activa de perdas no ramo k (nós extremos ij) determinada pela expressão AC linearizada referente a Δp_{ij} [MW];
- ΔQc_i – desvio de potência reactiva da carga ligada ao nó i [Mvar];
- ΔQc_i^{CB} – desvio de potência reactiva da carga ligada ao nó i associada aos contratos bilaterais físicos [Mvar];
- ΔQc_i^{OM} – desvio de potência reactiva da carga ligada ao nó i despachada pelo Operador de Mercado [Mvar];
- ΔQg_i – desvio de potência reactiva alocado ao gerador ligado ao nó i [Mvar];
- ΔQg_i^{CB} – desvio de potência reactiva alocado ao gerador ligado ao nó i associado aos contratos bilaterais físicos [Mvar];
- ΔQg_i^{OM} – desvio de potência reactiva alocado ao gerador ligado ao nó i despachado pelo Operador de Mercado [Mvar];
- $\Delta Q_i, \Delta Q_i(\Delta V, \Delta \theta)$ – expressão AC linearizada da potência reactiva injectada no nó i [Mvar];
- $\Delta Q_{ij}, \Delta Q_{ij}(\Delta V_i, \Delta V_j, \Delta \theta_i, \Delta \theta_j)$ – expressão AC linearizada do trânsito de potência reactiva no ramo ij [Mvar];

- $\Delta S_{ij}, \Delta S_{ij}(\Delta V, \Delta \theta)$ – expressão AC linearizada do trânsito de potência aparente no ramo ij [MVA];
- $\Delta S_{ij}^{\max}, \Delta S_{ij}^{\min}$ – limite máximo/mínimo de variação da potência aparente no ramo ij do sistema [MVA];
- ΔV_i – desvio do módulo da tensão no nó i [pu];
- $\Delta V_i^{\max}, \Delta V_i^{\min}$ – limite máximo/mínimo do desvio do módulo da tensão no nó i [pu];
- $\Delta \theta_{ij}$ – desvio da diferença das fases das tensões dos nós i e j [rad];
- $\Delta \theta_{ij}^{\max}, \Delta \theta_{ij}^{\min}$ – desvio máximo/mínimo da diferença das fases das tensões dos nós i e j [rad];
- $\tilde{C}, \tilde{D}, \tilde{G}$ – conjuntos difusos.

1 Introdução

1.1 Enquadramento

O processo de reestruturação a que o sector eléctrico de diversos países tem vindo a ser submetido nos últimos anos originou a implementação de mecanismos de mercado para a compra/venda de energia eléctrica bem como de alguns serviços auxiliares. Esta reestruturação originou o desmembramento das companhias verticalmente integradas em companhias dedicadas à produção de energia eléctrica, aos serviços de rede (transporte/distribuição) e em entidades comercializadoras. Para além destes agentes, existem ainda clientes elegíveis que podem aceder directamente ao mercado, entidades coordenadoras correspondendo aos Operadores de Mercado e de Sistema (OM e OS) e entidades reguladoras que superintendem o funcionamento do sistema, preparam sistemas tarifários e zelam pelo funcionamento adequado das companhias que continuam a actuar em regime de monopólio.

Assim, este processo introduziu um novo paradigma no funcionamento do sector eléctrico, nomeadamente ao nível da produção e da comercialização que passaram a desenrolar-se em ambiente concorrencial. Deste modo, a energia eléctrica passou a ser encarada como um produto comercializável originando um conjunto de transacções entre agentes que tem apresentado um impacto elevado sobre as redes de transmissão/distribuição existentes.

Contudo, a energia eléctrica tem características específicas que a distinguem de outras *commodities*, designadamente:

- tem de ser consumida à medida que é produzida, não podendo ser armazenada, pelo que, em cada instante, a oferta tem de igualar a procura. A única forma de armazenamento viável ocorre nos aproveitamentos hidroeléctricos;
- uma vez entregue à rede, não é transportada nas linhas de transmissão necessariamente pelo percurso mais desejável, mas sim de acordo com as impedâncias dos ramos e em conformidade com as Leis de *Kirchoff*. Ou seja, existem condicionantes físicas que poderão impedir a adopção de determinadas estratégias de produção mais interessantes do ponto de vista económico;
- a procura varia ao longo do dia, do ano e do ciclo económico de acordo com o diagrama de cargas, o que implica que a capacidade instalada (quer de produção

quer de transmissão) deverá ser dimensionada para fazer face aos períodos de ponta. Por outro lado, o período de construção de diversos equipamentos é elevado originando, por vezes, uma compatibilização difícil entre estratégias e custos a curto e a longo prazos.

A satisfação de um diagrama de cargas variável de uma forma eficiente a um custo mínimo implica a existência de uma diversidade adequada de meios de produção em termos de formas de energia primária e de repartição entre centrais de ponta e centrais de base. É também necessária potência instalada excedentária para fazer face a variações inesperadas de consumo ou a contingências, tais como indisponibilidades de equipamentos por avaria ou manutenção, e ainda para compensar centrais dependentes de recursos não armazenáveis e de volatilidade elevada como são, por exemplo, as centrais hídricas ou a energia eólica.

A transição de um sistema de monopólio para uma filosofia de mercado exigiu, naturalmente, a desintegração das várias actividades da cadeia de valor da energia eléctrica, que passaram a ser executadas por operadores e empresas diferentes, bem como a garantia de elevados níveis de fiabilidade que os clientes exigem cada vez mais. Por outro lado, a operação segura do sistema não se resume à produção e ao consumo de energia activa, sendo necessários diversos outros elementos usualmente conhecidos como serviços auxiliares. Estes serviços eram inicialmente considerados como obrigatórios, isto é, como condição para as empresas poderem transaccionar a sua energia. Mais recentemente, têm vindo a tornar-se em serviços separados fornecidos por agentes qualificados. Alguns dos serviços auxiliares podem ser contratados directamente entre agentes intervenientes no sistema e os agentes fornecedores qualificados, enquanto que outros são da competência do OS. Nestas condições, o OS é, em geral, a entidade responsável pela contratação dos serviços auxiliares aos respectivos fornecedores, bem como pela recuperação do seu custo pelos utilizadores do sistema.

Os serviços auxiliares consistem nos elementos necessários para o suporte da capacidade de transmissão de energia dos meios de produção para as cargas, de modo a manter a operação do sistema eléctrico em boas condições de fiabilidade e a assegurar níveis adequados de segurança e de qualidade. Estes serviços poderão ser fornecidos por geradores e demais equipamentos de produção, controlo e transporte existentes num sistema eléctrico garantindo o suporte dos serviços básicos de energia.

A NERC, *North American Electricity Reliability Council*, considera e define dez tipos de serviços auxiliares, agrupados em três categorias relativas a:

- Categoria 1, serviços necessários à operação em condições normais:
 - controlo do sistema, competindo aos operadores dos centros de controlo efectuar o controlo da produção em tempo real, no sentido de manter o equilíbrio entre a produção e o consumo;
 - controlo de tensão, correspondendo à injeção/absorção de potência reactiva de modo a manter as tensões dentro de limites pré definidos;
 - regulação, associada à alteração da produção ou da carga no sentido de manter o equilíbrio de produção/carga em tempo real dentro de cada área de controlo;
 - acompanhamento da carga/desequilíbrios de energia, alterando a produção para satisfazer as variações de consumo horário e diário;
- Categoria 2, serviços necessários para minorar as consequências de saídas de serviço em situações de contingência:
 - reserva girante, consistindo no fornecimento de capacidade de produção disponível que se encontra sincronizada com a rede e que pode responder imediatamente para corrigir desequilíbrios de produção/consumo causados por saídas de serviço de geradores e/ou ramos de transmissão;
 - reservas suplementares, correspondendo ao fornecimento de capacidade de produção e de carga interruptível para corrigir desequilíbrios de produção/consumo causados por saídas de serviço de geradores e/ou ramos de transmissão e que se encontra completamente disponível após vários minutos;
 - serviços de estabilidade da rede, associados à manutenção e utilização de equipamentos especiais de resposta rápida (*power-system stabilizers* e *dynamic-braking resistors*, por exemplo) para manter o sistema de transmissão em condições de segurança;

Adicionalmente a estes três serviços, o serviço de controlo de tensão mal sucedido na Categoria 1 pode também ser executado conjuntamente com os serviços

relativos a esta segunda categoria prevenindo, assim, a diminuição de tensão de tal ordem que possa resultar numa situação de colapso de tensão, sendo necessário a utilização do serviço de controlo do sistema nestas situações.

- Categoria 3, serviços necessários para repor o sistema em funcionamento após um apagão:
 - capacidade de *blackstart* do sistema, consistindo na capacidade de uma unidade de produção passar do estado de desligado para uma situação de operação, sem necessitar de qualquer assistência da rede eléctrica e, assim, energizar a rede no sentido de apoiar a ligação de outras unidades de produção após a ocorrência de um apagão.

Adicionalmente a estes serviços auxiliares, a FERC, na *Order No. 888*, considera mais dois serviços correspondentes à:

- compensação da potência activa de perdas, correspondendo à utilização de produção para compensar as perdas existentes no sistema de transmissão;
- programação dinâmica, relativa à utilização de meios de medição em tempo real, de telemedição, de telecontrolo e de *hardware/software* necessários para transferir electronicamente parte ou toda a produção de um gerador ou a carga de um consumidor de uma área de controlo para outra.

Na estrutura tradicional, o custo destes serviços encontravam-se integrados no fornecimento de energia aos clientes finais, pelo que não existia a necessidade de identificar o custo a eles associados. Nestas condições, não era equacionada a separação destes serviços para a determinação dos respectivos custos, dado que as empresas monopolistas asseguravam a recuperação desses custos através das tarifas aplicadas ao consumo de energia.

Um requisito básico relativo ao fornecimento de energia está associado à garantia de que o módulo da tensão se mantém dentro dos limites pré especificados em cada um dos nós do sistema. Consequentemente, o controlo de tensão é uma parte inerente à operação do sistema de energia eléctrica. Devido ao forte acoplamento entre a potência reactiva e o módulo da tensão, o suporte de potência reactiva consiste no meio utilizado para manter o perfil de tensão desejado, isto é, para manter o módulo da tensão nos nós dentro dos respectivos limites em condições de operação normal ou de contingência. O suporte de

potência reactiva fornecido em diversos nós afecta directamente as tensões em todo o sistema apresentando, desde logo, um forte impacto na sua operação e segurança e assumindo ainda um papel importante nos mercados de energia eléctrica. O uso mais intensivo das redes de transmissão resulta numa maior frequência com que o módulo da tensão atinge valores reduzidos relativamente ao perfil de tensão pré definido, pelo que o suporte de potência reactiva tem assumido um papel cada vez mais importante.

Em diversos países, o suporte de potência reactiva e o controlo de tensão tornou-se nos anos mais recentes num dos serviços auxiliares sujeitos a regras de mercado ou, em diversas condições, num serviço que é remunerado. Atendendo a que a maioria dos agentes que fornecem o serviço de potência reactiva competem igualmente no mercado de energia activa e dado o carácter local da energia reactiva, o fornecimento de potência reactiva por um gerador pode proporcionar-lhe um efectivo poder de mercado. Este problema torna-se ainda mais relevante quando é considerada a exploração dos sistemas em situações de contingência afectando a reserva de potência reactiva necessária à segurança dos mesmos. Nestas condições, é essencial incorporar nos modelos de despacho restrições que permitam gerir de forma integrada a produção de potência activa e reactiva, visando obter um bom perfil de tensão e uma adequada segurança do sistema e, simultaneamente, mitigar potenciais tentativas de manipulação do mercado.

1.2 Motivações e Objectivos

O processo de transformação do sector eléctrico deu início a uma nova etapa no seu funcionamento adoptando diferentes critérios e metodologias definidas pelos respectivos organismos reguladores. Neste contexto, a potência activa tem merecido a maior atenção ao contrário do que tem vindo a acontecer com diversos serviços auxiliares. A principal razão para este facto deve-se ao menor impacto económico atribuído tradicionalmente aos serviços auxiliares, nomeadamente ao suporte de potência reactiva/controlo de tensão em condições normais de operação. Contudo, a operação dos sistemas eléctricos não se restringe apenas ao despacho de potência activa requerendo também a determinação de valores adequados para estes serviços.

Actualmente, os sistemas eléctricos tendem a ser utilizados cada vez mais próximos dos seus limites de operação. Nestas condições, os sistemas encontram-se cada vez mais vulneráveis a problemas de qualidade e a fenómenos de instabilidade de tensão. Como se

sabe, estes problemas tornam-se ainda mais importantes em sistemas possuindo extensas redes de transmissão e electricamente fracos. Assim, o suporte de potência reactiva assume um papel determinante, na medida em que um problema de instabilidade de tensão poderá resultar num incidente de elevado impacto económico devendo, portanto, ser considerado e analisado adequadamente. Por outro lado, os trânsitos de potência reactiva na rede de transmissão afectam directamente o valor do módulo das tensões influenciando, desta forma, também o valor da potência activa de perdas.

O problema associado ao suporte de potência reactiva e controlo de tensão no curto prazo tem vindo a adquirir uma importância crescente nos mercados de energia eléctrica, não apenas pela sua influência directa nos custos totais mas, principalmente, pela crescente necessidade de garantir requisitos de qualidade e de estabilidade dos sistemas eléctricos. Em ambiente de mercado, a importância da potência reactiva implica a necessidade da sua adequada avaliação com o objectivo de serem construídas estruturas tarifárias para a potência reactiva que permitam transmitir sinais que contribuam para aumentar a fiabilidade e segurança da exploração, tendo em conta os aspectos técnicos envolvidos e os princípios de transparência e de equidade entre todos os agentes envolvidos.

As implementações existentes em diversos países permitem verificar que existe alguma separação entre as actividades do OM e do OS, no sentido em que as suas actividades se realizam de forma sequencial no tempo. Isto significa que o OS utiliza os resultados disponibilizados pelo OM para proceder a diversos estudos de natureza técnica e para alocar os serviços de sistema que considerar necessários.

Assim, o objectivo deste trabalho consiste em analisar o problema da exploração de um sistema eléctrico em ambiente de mercado considerando um ponto de vista mais integrado e global, no sentido de se ultrapassar a separação referida e as consequentes ineficiências que daí poderão resultar. Deste modo, foram construídos modelos e desenvolvidos algoritmos de resolução que integram as duas vertentes do problema: uma de índole económica e outra eminentemente técnica com ênfase especial no ajuste das potências activas produzidas e consumidas, na compensação de perdas e no despacho de potência reactiva e no controlo de tensão. É ainda considerado o acoplamento entre a potência activa e a potência reactiva por diversas razões, nomeadamente:

- a operação dos geradores síncronos é determinada pelo respectivo diagrama PQ de capacidade. Deste modo, é possível avaliar adequadamente os custos de

- oportunidade em que poderão incorrer os geradores garantindo igualmente um maior realismo dos resultados obtidos;
- as potências activa e reactiva estão acopladas em termos das equações AC de trânsito de potências, bem como em termos dos trânsitos de potência aparente utilizadas para avaliar os limites térmicos dos ramos de transmissão;
 - por último, a forte correlação existente entre a potência reactiva e o módulo da tensão.

1.3 Organização da Tese

Esta Tese encontra-se organizada em dez capítulos e três anexos incluindo este capítulo introdutório e o capítulo final referente às conclusões. Assim, no Capítulo 2 são apresentados diversos aspectos relativos à organização e ao funcionamento de mercados de energia eléctrica implementados em diversos países/regiões. Ainda neste segundo capítulo, é realizada uma abordagem ao problema do suporte de potência reactiva e controlo de tensão de acordo com as metodologias adoptadas em cada um dos mercados focados. No Capítulo 3 é apresentada uma revisão bibliográfica sobre diversas metodologias propostas na literatura para o suporte de potência reactiva e controlo de tensão em ambiente de mercado.

Nos Capítulos 4 a 6 são apresentadas de forma detalhada várias formulações matemáticas desenvolvidas relativas ao problema de despacho integrado de potência activa e reactiva baseando-se em ofertas de ajuste, bem como diversos aspectos considerados pertinentes. Deste modo, no Capítulo 4 são apresentados os modelos de tipo determinístico com natureza contínua de programação não linear bem como de programação linear. No Capítulo 5 são apresentados os modelos relativos ao problema contínuo de despacho integrado utilizando uma formulação difusa. No Capítulo 6 apresentam-se quatro modelos referentes a problemas de despacho integrado do tipo inteiro misto, utilizando dois deles elementos da Teoria dos Conjuntos Difusos.

No Capítulo 7 são apresentados os algoritmos de solução desenvolvidos e implementados para a resolução dos problemas de despacho integrado propostos e detalhados nos Capítulos 4 a 6. Neste âmbito, destaca-se a utilização de um algoritmo do tipo SLP, isoladamente ou em conjunto com uma metaheurística (*Evolutionary Particle Swarm Optimization*, *EPSO*, *Genetic Algorithm Optimization*, *GAO*, ou *Simulated Annealing*

Optimization, SAO), para a resolução dos problemas propostos. Juntamente com estes aspectos, o Capítulo 7 aborda também o cálculo dos preços marginais nodais de potências activa e reactiva.

Os Capítulos 8 e 9 apresentam resultados de exemplos de aplicação utilizando os modelos e algoritmos desenvolvidos neste trabalho. Assim, no Capítulo 8 são apresentados os resultados obtidos com cada um dos modelos desenvolvidos utilizando a rede teste de 24 nós do IEEE, bem como o desempenho dos algoritmos de solução híbridos implementados utilizando as metaheurísticas referidas. No Capítulo 9 apresentam-se os resultados obtidos com alguns dos modelos apresentados nesta Tese considerando agora a rede teste de 118 nós do IEEE.

No Capítulo 10, relativo às conclusões finais do trabalho realizado, apresentam-se os aspectos considerados mais relevantes bem como possíveis desenvolvimentos futuros relativos a esta temática.

Finalmente, no Anexo A apresentam-se brevemente os algoritmos relativos às metaheurísticas EPSO, GAO e SAO e nos Anexos B e C apresentam-se os dados das redes teste de 24 e 118 nós do IEEE utilizados nos Capítulos 8 e 9.

2 Mercados de Energia Eléctrica / Exemplos de Implementação

2.1 Aspectos Gerais

Neste capítulo são apresentados diversos aspectos relativos à organização e ao funcionamento dos mercados de energia eléctrica implementados em vários países/regiões. Neste âmbito, é conferido um destaque especial ao processo de suporte de potência reactiva e controlo de tensão adoptado nesses países/regiões.

No relatório final realizado na sequência do apagão ocorrido nos EUA e no Canadá em 14 de Agosto de 2003, USA – Canada PSOTF (2004), é referido que a falha no sistema não se deveu a um problema de colapso de tensão mas antes a insuficiente suporte de potência reactiva. Este relatório refere ainda que ocorreram dificuldades na modelização da produção de potência dos geradores, pelo que a produção de potência reactiva foi inferior ao esperado, agravando os problemas de tensão e as consequentes saídas de serviço de equipamentos, tendo esta sido uma das principais causas para as saídas de serviço de equipamentos nos EUA.

O serviço de potência reactiva não apresenta uma definição standard nos diversos países em que o sector eléctrico se encontra reestruturado. As necessidades e o despacho de potência reactiva do sistema são determinados pelo Operador de Sistema, OS, que realiza, normalmente, análises de trânsito de potências. Em todos os mercados de energia eléctrica existem regras que indicam os limites mínimos para o factor de potência que os geradores devem fornecer como condição de interligação ou de participação no mercado, bem como instruções do OS relativas ao despacho de potência reactiva que os geradores devem respeitar. Também não existe uma metodologia standard para os OS remunerarem o fornecimento de potência reactiva. No entanto, é consensual o pagamento aos geradores pelos seus custos de oportunidade, isto é, pelo facto da produção potência reactiva poder originar uma redução da potência activa.

Em vários países em que o OS não é o proprietário ou o concessionário dos equipamentos de produção, o OS compensa os geradores que fornecem potência reactiva ao sistema. Estes países incluem a Inglaterra e Gales, Austrália, Canadá, ... A Suécia segue uma politica diferente, uma vez que a potência reactiva fornecida pelos geradores corresponde a um requisito obrigatório, não havendo lugar a qualquer compensação. Na província de Alberta, Canadá, os geradores são penalizados por não cumprirem os níveis de produção

de potência reactiva, indutiva ou capacitiva, requerida pelo OS. Na Argentina estas penalidades não são impostas apenas aos geradores mas também aos operadores da rede de transmissão, aos operadores da rede de distribuição e a grandes consumidores.

Nos EUA, a determinação de preços para a potência reactiva teve início com a publicação da *Order No. 888*, contendo Regras de Livre Acesso, publicada em Abril de 1996. Nesta *Order*, é referido que o fornecimento de potência reactiva e o controlo de tensão pelas fontes de produção corresponde a um dos seis serviços auxiliares que as empresas de rede de transmissão devem incluir na tarifa de livre acesso às redes. É ainda mencionado que existem duas formas para fornecer o serviço de potência reactiva e controlo de tensão: (i) a instalação de equipamentos como parte do sistema de transmissão e (ii) a utilização de equipamentos de produção. Assim, os custos do primeiro deverão ser recuperados como uma parte do custo do serviço básico da rede de transmissão, pelo que não deverá ser considerado um serviço auxiliar separado. O segundo deverá ser considerado como um serviço auxiliar separado, devendo ser desintegrado do serviço básico da rede de transmissão. Neste contexto, e no caso de redução de produção de potência activa vendida no mercado devido ao fornecimento de potência reactiva, as taxas relativas a este serviço auxiliar deverão basear-se nos custos de oportunidade e ser estabelecidos preços máximos, FERC (2005).

Assinala-se ainda que nos EUA, o PJM Interconnection, o ISO de Nova Iorque (NYISO), o ISO da Califórnia (CAISO), bem como em outros estados, utilizam uma diversidade de métodos para compensar os geradores e para tarifar os consumidores pelo fornecimento de potência reactiva. Em FERC (2005) é assinalado que, com a excepção do CAISO, os respectivos RTO/ISO compensam os geradores pelo fornecimento de potência reactiva com base em tarifas definidas num sistema tarifário de livre acesso à rede de transmissão específico. As tarifas que os clientes ligados à rede de transmissão pagam pelo consumo de potência reactiva também estão incluídas no sistema tarifário do respectivo ISO/RTO. No caso do PJM ou do NYISO, quando um cliente da rede de transmissão consumir potência reactiva incorre no pagamento de uma tarifa mensal.

Por outro lado, o ISO australiano compensa os geradores e compensadores síncronos pelo fornecimento de potência reactiva. No caso dos geradores, existem capacidades obrigatórias, numa gama de factores de potência de 0,90 indutivo a 0,93 capacitivo, e compensações por ofertas aceites de capacidades mais elevadas. Os fornecedores recebem

um pagamento por disponibilidade, um pagamento relativo à utilização quando despachados e um pagamento por custos de oportunidade, quando os geradores reduzem a produção de potência activa, de acordo com o preço de mercado. No relatório FERC (2005) é referido que a sequência de controlo de tensão realizado pelo ISO australiano corresponde, geralmente, à ligação dos bancos de condensadores e SVC (*Stability Voltage Control*), à potência reactiva fornecida por geradores quando tal não implica custos de oportunidade, em áreas específicas os compensadores síncronos são chamados por ordem de mérito de acordo com o preço, se necessário a produção de potência activa é restringida e, finalmente, poderá ocorrer corte de transacções realizadas no mercado.

2.2 Tipos de Mercados

Os mercados de energia eléctrica implementados nos diversos países apresentam estruturas de funcionamento correspondentes a mercados organizados, a contratos bilaterais ou a estruturas mistas. Assim, os mercados organizados de energia eléctrica correspondem, essencialmente, aos mercados diários e mercados intradiários.

Os mercados diários e intradiários compreendem, respectivamente, as transacções de energia eléctrica com entrega no dia seguinte ao da contratação e as transacções referentes a ajustes ao programa de contratação realizado no mercado diário. Estes dois mercados são de liquidação por entrega necessariamente física.

Existem ainda os mercados a prazo que compreendem as transacções de blocos de energia eléctrica com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação física ou por diferenças. Estes mercados correspondem, na prática, a mercados de produtos derivados em que o activo subjacente é a energia eléctrica.

O funcionamento dos mercados organizados obedece aos princípios da transparência, da livre concorrência, da liquidez, da objectividade e da sua auto organização.

Os contratos bilaterais, CB, consistem na celebração de contratos de compra e venda de energia eléctrica entre duas entidades elegíveis/qualificadas (uma entidade compradora e outra vendedora) que, numa óptica de liberdade, definem por mútuo acordo as próprias condições e preços. A celebração de um contrato bilateral obriga umas das partes a comprar e a outra a vender energia eléctrica nas condições definidas no próprio contrato. A programação dos contratos bilaterais é objecto de comunicação ao OS, de modo a permitir a realização de eventuais correcções às quantidades inicialmente contratadas.

Finalmente, os mercados mistos de energia eléctrica correspondem a estruturas de mercado em que coexistem ambas as modalidades de contratação referidas, isto é, o mercado organizado e os contratos bilaterais. Nestas condições, um agente tem a possibilidade de contratação de energia eléctrica no mercado organizado ou através da celebração de contratos bilaterais ou, ainda, através de ambas as modalidades.

A reestruturação do sector eléctrico deu origem à criação de entidades independentes necessárias à gestão de diversos aspectos ou actividades inerentes ao novo modelo de organização. Assim, são aqui referidas apenas as entidades responsáveis pela gestão das questões essencialmente económicas e, por outro, pela gestão dos aspectos especialmente de índole técnica. Neste âmbito, o Operador de Mercado, OM, é a entidade responsável pela gestão dos mercados organizados. Esta entidade recebe as ofertas de compra dos agentes consumidores e as ofertas de venda dos agentes produtores para cada período de comercialização do dia seguinte, determinando o programa base e o preço de mercado de acordo com um critério essencialmente de natureza económica.

Finalmente, o OS é a entidade responsável pela segurança e gestão técnica da rede de transmissão. Nestas condições, e na posse do programa base comunicado pelo OM e dos programas de produção/consumo associados aos CB, o OS deve detectar e eliminar eventuais violações de restrições técnicas do sistema, no sentido de garantir a exploração do sistema em condições de segurança e de fiabilidade.

2.3 Espanha

2.3.1 Organização do Mercado

Segundo a *Ley 54/1997 del Sector Eléctrico*, o modelo do sector eléctrico em Espanha compreende a existência de dois sistemas: o sistema regulado (ou à tarifa) e o sistema liberalizado. No sistema regulado os consumidores adquirem electricidade aos distribuidores sob o regime de tarifas reguladas. As empresas de distribuição adquirem electricidade no mercado grossista, sendo as actividades de transporte e de distribuição exercidas em regime regulado. No sistema liberalizado os consumidores qualificados e os comercializadores, estabelecem bilateralmente as condições para a transacção de electricidade entre si.

O mercado grossista espanhol, *Pool*, iniciou o seu funcionamento em 1 de Janeiro de 1998 e engloba um conjunto de transacções decorrente da participação dos agentes nas sessões

dos mercados diários e intradiários. Os agentes de mercado correspondem às empresas habilitadas para aí actuarem como vendedores ou compradores, nomeadamente as empresas de produção, distribuição e comercialização de electricidade, assim como os consumidores qualificados ou agentes externos de outros países. Os produtores e consumidores qualificados podem recorrer ao mercado diário ou celebrarem contratos bilaterais físicos. No mercado diário existe um preço para cada hora, determinado em função do preço marginal do sistema.

A *Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad*, OMEL, é o operador do mercado grossista espanhol, OM dos mercados diário e intradiários, e a entidade responsável pela gestão económica do mercado e do sistema de ofertas de compra e venda de energia eléctrica, garantindo o eficaz desenvolvimento do mercado de produção de electricidade.

A *Red Eléctrica de España*, REE, detém a maioria da rede de transporte espanhola. A REE é responsável pela gestão técnica do sistema eléctrico espanhol no que se refere ao desenvolvimento da rede de transporte de alta tensão, por forma a garantir o fornecimento de electricidade, e à coordenação entre o sistema de produção e de transporte, assim como pela gestão dos fluxos de electricidade com o exterior. Assim, o papel de OS é desempenhado pela REE correspondendo, portanto, a um *Transmission System Operator*, TSO. O TSO espanhol exerce as suas funções em coordenação com o respectivo OM.

A actividade de Comercialização Livre consiste na aquisição de electricidade através do *Pool* ou de contratos bilaterais, e sua revenda a consumidores qualificados ou outros agentes do sistema, negociando livremente com os clientes as condições da venda de electricidade. As entidades comercializadoras têm acesso às redes de transporte e de distribuição de electricidade mediante o pagamento de uma tarifa de acesso, a qual é estabelecida anualmente.

As três maiores empresas produtoras espanholas detêm uma quota de mercado da ordem de 78% de toda a produção, excluindo a produção de fontes renováveis, Eurelectric (2005). As empresas distribuidoras espanholas são obrigadas a alimentar os consumidores que não tenham escolhido a opção de elegibilidade, tendo optado pela tarifa regulada. As companhias distribuidoras que fornecem o serviço de comercialização ao nível de retalho terão de comprar a sua energia eléctrica no mercado regulado (mercados diário e intradiários). O mercado regulado espanhol desenvolve-se através de uma sessão diária de

ofertas de compra e venda de energia eléctrica para o dia seguinte, estruturada em blocos horários, e de seis sessões intradiárias para ajustar as posições de venda ou de compra de acordo com as necessidades dos diferentes agentes.

A participação no mercado diário é obrigatória para os geradores com mais de 50 MW para o total da sua capacidade, excluindo a parcela de potência transaccionada através de contratos bilaterais.

A liquidez do mercado diário gerido pela OMEL, medida como a percentagem de energia comercializada relativamente ao consumo total, é elevada devido a duas razões principais:

- apenas os geradores que participam no mercado são compensados com um pagamento por capacidade, ao contrário dos que comercializam a sua energia através de contratação bilateral;
- os distribuidores são obrigados a comprar toda a energia de que necessitam no mercado.

Contudo, os pagamentos por capacidade têm vindo a ser reduzidos nos últimos anos na ordem de 8% das receitas totais de produção por ano. Em 2005 este valor atingiu 20,0 €/MW, Eurelectric (2005).

Finalmente, o mercado de energia eléctrica espanhol é composto por quatro processos independentes, e ao mesmo tempo interrelacionados, correspondentes a:

- o mercado diário – é gerido pelo OM e corresponde a uma actividade fundamental do modelo espanhol, em cujos resultados todos os outros mercados e processos se baseiam;
- a resolução de restrições técnicas – com base na informação do mercado diário e dos contratos bilaterais, o OS avalia a viabilidade técnica do programa de funcionamento das unidades de produção no sentido de garantir a segurança e a fiabilidade do sistema. Este programa inclui o programa base do mercado diário bem como as injeções associadas à contratação bilateral;
- os mercados intradiários – geridos pelo OM são mercados de ajustes nos quais podem participar os agentes produtores, consumidores qualificados, distribuidores, agentes externos ... Os consumidores poderão participar nas sessões destes mercados desde que tenham participado na correspondente sessão do mercado diário

- ou, então, se tiverem celebrado um contrato bilateral físico. Assim, os agentes têm a oportunidade de ajustar os resultados determinados no mercado diário/contratos bilaterais face a alterações de produção/consumo;
- os serviços complementares e o processo de gestão de desvios – gerido pelo OS, e após realizada cada uma das sessões do mercado intradiário, possibilita o tratamento dos desvios entre a produção e o consumo que ocorrem em tempo real no sentido de garantir o fornecimento de energia eléctrica em condições de qualidade, fiabilidade e segurança.

2.3.2 Resolução de Restrições Técnicas

Segundo a *Resolución de 24 de Junio de 2005*, os procedimentos a ter em conta para a resolução de restrições técnicas que poderão afectar a execução do programa diário base de funcionamento consistem em duas fases diferenciadas:

- na primeira fase, o OS determina as restrições técnicas que podem afectar o programa base diário de funcionamento estabelecendo as modificações do programa necessárias para resolver as restrições detectadas;
- na segunda fase, o OS realizará as modificações do programa necessárias para obter um programa equilibrado de produção e de consumo.

O OM receberá do OS a informação sobre as modificações horárias de energia da primeira e da segunda fases bem como a receita correspondente à sua liquidação, separando por cada unidade de produção e por cada unidade de compra os aumentos e as diminuições de energia assim como os direitos de remuneração e as obrigações de pagamento. No final deste processo, a soma da energia vendida é igual à soma da energia comprada de modo que o programa de restrições será equilibrado.

O *Real Decreto 1454/2005 de 2 de Diciembre de 2005*, assinala que, com base no programa diário base de funcionamento (informação do *Pool* juntamente com a dos contratos bilaterais), o OS determinará as restrições técnicas que poderão afectar a sua execução, bem como as necessidades de serviços auxiliares (*servicios complementarios*) a que dão lugar. Para a resolução de restrições técnicas, o OS poderá retirar ofertas contempladas nos programas base, assim como poderá modificar o programa utilizando outras ofertas. O programa resultante da resolução de restrições técnicas e do mercado de

serviços auxiliares corresponde ao programa diário viável, sendo comunicado pelo OS aos agentes intervenientes.

São considerados serviços auxiliares os serviços necessários para assegurar o fornecimento de energia eléctrica em condições de qualidade, fiabilidade e de segurança. Assim, os serviços de regulação, o controlo de tensão e suporte de potência reactiva e a reposição de serviço são considerados serviços auxiliares. Estes serviços podem ter carácter obrigatório ou voluntário, podendo estabelecer-se para um mesmo serviço auxiliar requisitos mínimos obrigatórios e, simultaneamente, prestações voluntárias, de modo que se desenvolvam os procedimentos de operação do sistema. Os serviços obrigatórios são aqueles que necessariamente devem ser considerados em qualquer instalação para assegurar a prestação adequada do serviço, *Real Decreto 1454/2005 de 2 de Diciembre de 2005*. Os procedimentos de operação do sistema correspondentes determinarão as condições de participação de instalações obrigadas à prestação dos serviços auxiliares, incluindo as condições de contratação ou de compensações apropriadas, no caso de ser necessário instalar novos equipamentos adequados ao fornecimento do respectivo serviço auxiliar.

Os mercados de serviços auxiliares e de gestão de desvios incluem todos aqueles que, tendo carácter voluntário, apresentem condições para serem prestados em condições de mercado. Nestas condições, os titulares de instalações habilitadas para a prestação destes serviços auxiliares e de gestão de desvios poderão realizar ofertas ao OS, fazendo constar as quantidades e preços pretendidos. A retribuição dos serviços auxiliares às entidades cujas ofertas foram aceites será realizada ao preço marginal e em função do serviço efectivamente prestado.

A programação horária final é o resultado da agregação de todas as transacções formalizadas para cada período de programação como consequência do programa diário viável e do resultado obtido no mercado intradiário uma vez resolvidas, neste caso, as restrições técnicas identificadas e efectuado o reequilíbrio posterior.

Os desvios de produção e consumo que surjam a partir do encerramento da programação horária final serão geridos pelo OS mediante um procedimento de gestão de desvios e mediante a prestação dos serviços auxiliares de reservas. O preço a pagar pelos desvios terá em conta o custo dos serviços de ajuste do sistema e a de garantia de potência.

A *Resolución de 30 de Julio de 1998* define que o controlo de tensão tem como objectivo manter a tensão nos nós do sistema dentro das margens estabelecidas de acordo com os

critérios de segurança, economia e qualidade de serviço, mediante a actuação sobre os recursos de absorção e produção de potência reactiva dos geradores.

Em Miguélez *et al* (2004) e Ugedo *et al* (2005) é referido que as violações de restrições técnicas do sistema eléctrico, tais como violações de limites de tensão ou congestionamentos de ramos de transmissão, são resolvidos pelo OS espanhol através do aumento e da diminuição da produção de centrais despachadas e, ainda, recorrendo à ligação de centrais não despachadas. Neste sistema, os custos de arranque dos novos geradores a serem ligados estão incorporados no termo fixo associado à oferta do gerador e assumem um papel importante no processo de solução das restrições no sistema eléctrico Espanhol. Nestas condições, a solução acoplada das restrições de tensão para os 24 períodos horários diferem da solução que seria obtida individualmente para cada hora. Deste modo, os custos de arranque integram a solução diária ao longo dos 24 períodos horários. O redespacho de produção é determinado pelo OS através da minimização dos custos totais do sistema e é enviado de seguida ao OM. Adicionalmente, o OS estabelece a lista de unidades com despacho fixo no qual a diminuição de produção piora o perfil de tensão. O OM adiciona o redespacho de produção recebido do OS ao resultado do mercado e reinicia o processo de balanço entre produção e consumo considerando as unidades com despacho fixo que não poderão reduzir a sua produção. Tanto o redespacho como os ajustes do balanço de produção e consumo são determinados de acordo com as ofertas de produção submetidas ao mercado pelos respectivos participantes. Uma oferta de um produtor consiste num conjunto de blocos de energia-preço para cada hora do dia seguinte. Estas ofertas integram (i) um termo fixo incorporando os custos de arranque da unidade de produção e (ii) um termo relativo aos custos variáveis.

O processo descrito é válido apenas para o mercado diário. Contudo, de modo a evitar a ocorrência de novas violações de restrições do sistema de transmissão, a obtenção da solução desse processo tem em conta a limitação das transacções que os participantes no mercado poderão realizar nos mercados seguintes (mercado de reserva secundária e mercados intradiários). Segundo Miguélez *et al* (2004), em Espanha não têm sido desenvolvidos mercados em tempo real pelo que as violações de restrições do sistema de transmissão que surjam de forma inesperada são geridas através do processo de gestão de desvios e do mercado de reservas e, como último recurso, através de medidas de emergência impostas pelo OS.

O critério de segurança estabelecido para o sistema eléctrico espanhol requer que diversas grandezas do sistema (trânsitos de potência nos ramos e tensões nos nós) se encontrem dentro dos seus limites, não apenas em condições de operação normal mas também se ocorrer uma possível contingência, *Resolución de 30 de Julio de 1998*. As contingências a considerar correspondem à perda de qualquer um dos geradores, linhas de transmissão ou transformadores, bem como à perda combinada de geradores importantes e de linhas de transmissão. No caso de contingências n-1 e n-2, os limites dos trânsitos de potência nos ramos e das tensões nos nós são diferentes dos limites considerados em condições normais de operação. A regulamentação espanhola impõe uma operação preventiva do sistema eléctrico, isto é, para cada contingência especificada, todas as variáveis do sistema deverão encontrar-se dentro dos limites sem a necessidade de se realizar qualquer acção de correcção.

As restrições do sistema eléctrico espanhol são classificadas em sobrecargas de ramos do sistema de transmissão e em violação da tensão nos nós do sistema. As sobrecargas nos ramos são resolvidas através do aumento e/ou da diminuição de potência de unidades de produção despachadas e, em alguns casos, através da ligação de unidades não despachadas no mercado diário. As restrições de tensão são resolvidas através da ligação de geradores não despachados reduzindo a mesma quantidade de potência aos geradores despachados mais caros. Assinala-se que em Espanha as restrições de tensão são, normalmente, devidas a baixas tensões pelo que, em geral, é essencial a ligação de unidades de produção não despachadas para eliminar essas violações. Estes geradores fornecem o suporte de potência reactiva nas áreas de importação e também injectam potência activa no sistema de modo a reduzir a transferência de potência entre as áreas de exportação e de importação, Miguelez *et al* (2004) e Ugedo *et al* (2005). As unidades de produção em serviço não são desligadas de modo a manter o suporte de potência reactiva que fornecem ao sistema.

As unidades que aumentam a sua produção são remuneradas ao seu preço de oferta enquanto que os geradores que diminuem a sua produção não são compensados pela sua redução de receitas, conforme Ugedo *et al* (2005). O custo total do sistema é calculado considerando a produção das novas unidades ligadas e subtraindo a energia que teria sido produzida pelas unidades cuja produção foi reduzida multiplicada pelo preço marginal do sistema. O OS deve resolver as restrições do sistema eléctrico obtendo o redespacho de produção que minimiza o custo total do sistema.

2.4 Inglaterra, Gales e Escócia

2.4.1 Organização do Mercado

O mercado de produção de energia eléctrica de Inglaterra e Gales foi submetido a uma reforma importante em Março de 2001. A comercialização da energia eléctrica para o dia seguinte era realizada obrigatoriamente no *Pool* introduzido na primeira fase de reformas ocorridas em 1990 tendo sido substituído pelo *New Electricity Trading Arrangements*, NETA. Esta alteração reduziu o âmbito do mercado organizado, até então em vigor, dando origem a um mecanismo de compensação de desvios em tempo real. No dia 1 de Abril de 2005, foi criado um mercado grossista de energia eléctrica único para a Grã-Bretanha com a inclusão da Escócia, através da implementação do *British Trading and Transmission Arrangements*, BETTA.

As principais características do mercado grossista de energia eléctrica da Grã-Bretanha consistem no elevado número de participantes e na elevada liquidez do mercado de contratos bilaterais. Os mercados organizados contabilizam uma reduzida quota de comercialização de energia eléctrica comparativamente com as transacções efectuadas bilateralmente ou através dos *brokers* existentes.

Ao abrigo do BETTA, o mercado grossista de energia eléctrica apresenta as seguintes características básicas:

- mercados *forward*, em que os agentes vendedores e compradores comercializam energia eléctrica bilateralmente. Estes acordos são realizados bilateralmente entre produtores e retalhistas ou consumidores ou, então, por intermédio de um *broker* celebrando contratos OTC, ou ainda através de mercados centralizados. No âmbito do BETTA, 98% das transacções realizadas correspondem a estes mercados, NZIER (2005b). Adicionalmente, estes mercados *forward* não são organizados oficialmente e estão sujeitos à regulação geral dos mercados e não a uma regulação específica estabelecida para os mercados de energia eléctrica centralizados;
- um mecanismo de compensação de desvios físicos, em que o OS recebe ofertas de compra e de venda para manter o equilíbrio do sistema e gerir as restrições de rede. Este mercado é operado para cada hora seguinte sendo proibida a comercialização de outros contratos durante este período. Os restantes 2% das transacções do

mercado BETTA são realizados através deste mecanismo de compensação de desvios, NZIER (2005b);

- um processo de correcção de diferenças designado de *imbalance settlement*. Este processo é utilizado para corrigir diferenças que ocorram entre a quantidade de potência produzida ou consumida que uma entidade tenha contratado bilateralmente, nos mercados *forward*, ou através das ofertas de compra e venda aceites pelo OS, no mecanismo de *balancing*, e a quantidade que na realidade lhes foi alocada. São então determinados dois preços, conhecidos como preços de desequilíbrio de energia (*Energy Imbalance Prices*), para cada meia hora. Estes preços são designados de preço de compra de sistema (*System Buy Price*, SBP) e de preço de venda de sistema (*System Sell Price*, SSP). Por exemplo, o preço SBP é pago pelos agentes produtores que apresentam um défice de energia, ou seja, se a produção de um gerador for inferior ao valor estabelecido em contrato, este agente incorre no pagamento correspondente à diferença de energia afectada pelo preço SBP. Por outro lado, o preço SSP é pago aos agentes produtores que apresentam um excesso de energia. A utilização destes preços procura desencorajar a ocorrência de situações de desequilíbrio.

No modelo anterior ao BETTA, existiam três sistemas de transmissão separados: (i) o sistema de Inglaterra e Gales operado pela *National Grid Company*, NGC, (ii) no Sul da Escócia pela *Scottish Power*, e (iii) no Norte da Escócia pela *Scottish Hydro*. Cada uma das referidas companhias correspondia também ao OS da respectiva área de influência.

O modelo actual, BETTA, apresenta um único OS que é a NGC, e inclui três concessionários separados possuindo licenças de transmissão, nomeadamente, a *National Grid*, a *Scottish Power* e a *Scottish Hydro*. Assim, a *National Grid* para além de ser um concessionário de parte da rede de transmissão, é igualmente o OS pelo que o Regulador terá de assegurar que não existirá discriminação em relação aos restantes concessionários. As interligações entre a Escócia e Inglaterra e Gales fazem agora parte do sistema de transmissão da Grã-Bretanha pelo que já não são tratadas separadamente. Estas condições vieram simplificar o acesso dos produtores de energia eléctrica escoceses ao mercado de Inglaterra e Gales.

2.4.2 Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão

Na Grã-Bretanha, os requisitos de capacidade de controlo de tensão são especificados pelo *Grid Code* estabelecendo as condições de ligação dos geradores à rede. Estas condições correspondem a limites do factor de potência entre 0,85 indutivo e 0,95 capacitivo aos terminais de cada gerador. Os geradores terão de ter capacidade de fornecer o factor de potência em qualquer ponto dentro desses limites. Os serviços adicionais fora das condições obrigatórias incluem serviços comerciais como a compensação síncrona e a capacidade de alargar o factor de potência, OFGEM (2000), Zhong (2003) e FERC (2005).

A contratação dos serviços auxiliares realizada pela NGC consiste, tipicamente, em contratos bilaterais. A extensão destes contratos varia entre um ano e o tempo de vida do equipamento e a sua remuneração baseia-se no valor ou no custo associado ao serviço prestado. A remuneração com base no custo foi considerada inicialmente apropriada para os serviços obrigatórios. No entanto, com a evolução dos mercados, foram introduzidos mecanismos de tipo competitivo para a remuneração destes serviços.

A NGC envia aos geradores um sinal de despacho consistindo nas quantidades de potências activa e reactiva dentro da gama de capacidade obrigatória. Um gerador pode aceitar um pagamento de potência reactiva indutiva ou capacitiva com base numa tarifa pré definida – em FERC (2005) é referido que o valor dessa tarifa corresponde, aproximadamente, a \$2,40/Mvar.h – ou, em alternativa, o gerador pode oferecer contratos por um prazo mínimo de um ano. Inicialmente estes contratos integravam ofertas estruturadas em três partes: (i) um preço de capacidade de potência reactiva sincronizada, (ii) um preço de capacidade de potência reactiva disponibilizada e (iii) um preço de energia reactiva utilizada. Em Abril de 2000, a base de remuneração foi alterada de uma situação inicial em que era realizado um pagamento por capacidade e por utilização para um pagamento apenas por utilização. Os pagamentos por utilização são realizados a preços que se alteram no tempo de acordo com o índice de preços no consumidor britânico. Assim, em 2002/2003 este preço correspondia a £1,35/Mvar.h associado a uma penalidade de £0,27/Mvar.h, NGC (2002) e Alvarado *et al* (2003). Deste modo, sempre que um gerador não fornecia a potência reactiva requerida no despacho, o pagamento por utilização de potência reactiva era reduzido para 80% até que fosse reposta a produção despachada.

Actualmente, a NGC realiza dois leilões por ano para garantir os requisitos de potência reactiva. A NGC fornece informação relativa aos resultados destes leilões, incluindo o

número e o tipo de participantes, a proporção do sucesso das ofertas, e os pagamentos agregados e volumes. Atendendo às necessidades locais, estimadas em cerca de 20 zonas eléctricas conforme apresentado no relatório FERC (2005), a NGC tem em conta as ofertas, o desempenho histórico e a eficácia de cada gerador de modo a seleccionar as ofertas mais adequadas. Este aspecto confere aos geradores incentivos para oferecerem capacidade acima dos requisitos necessários, pelo que diminui os custos de investimento em equipamentos do sistema de transmissão. De acordo com Alvarado *et al* (2003), nenhum dos participantes tem oferecido os seus serviços de potência reactiva fora dos requisitos mínimos obrigatórios.

Do ponto de vista regulatório, a NGC está sujeita a um esquema de incentivos anual que procura limitar o aumento da potência reactiva que pode ser recuperado pelas tarifas aplicadas aos consumidores. O aumento permitido baseia-se, parcialmente, nos custos reais de potência reactiva e, parcialmente, em custos estabelecidos como referência para este serviço.

Finalmente, a NGC recebe também incentivos financeiros para manter um baixo índice de congestionamentos na rede de transmissão. Desde 1990 até 2004, a companhia aumentou a capacidade de potência reactiva de cerca de 3000 Mvar para cerca de 19000 Mvar em bancos de condensadores e 9000 Mvar em SVC. Alguns dos equipamentos SVC podem ser deslocados de um local para outro, sendo transferidos de modo a satisfazer as necessidades de determinadas áreas alvo. Os geradores fornecem cerca de 20% da potência reactiva necessária ao sistema. Desde 1993, através de uma combinação de contratação com os geradores, melhoramentos operacionais, ferramentas de previsão melhoradas e investimentos na rede de transmissão, a NGC reduziu os custos de congestionamento em cerca de 90%, FERC (2005).

2.5 Países Nórdicos

2.5.1 Organização do Mercado

O Mercado Nórdico é composto pelos países escandinavos (Finlândia, Suécia, Noruega e Dinamarca) e corresponde a um dos mercados de energia eléctrica mais desenvolvidos. Este mercado é caracterizado pela variedade dos recursos e pelo forte papel atribuído ao mercado organizado transnacional, o *Nordpool*.

O mercado nórdico agrega mais de 350 participantes, entre os quais se contam produtores, companhias distribuidoras, comercializadores, grandes consumidores e instituições financeiras. As três maiores companhias de produção da região detêm uma quota de mercado de cerca de 40%, Eurelectric (2005) e NZIER (2005b).

No mercado de electricidade nórdico existe um OM, *Nordpool*, e cinco OS, *Svenska Kraftnät* (Suécia), *Fingrid* (Finlândia), *Statnet* (Noruega), *Eltra* e *Elkraft Systems* (oeste e este da Dinamarca). Estes cinco OS são os proprietários ou concessionários das respectivas redes de transmissão consistindo, assim, a entidades designadas por *Transmission System Operator*, TSO. As suas funções principais correspondem à coordenação entre produtores, consumidores e outras redes. As principais funções destas empresas são a operação e a manutenção das redes bem como tornar possível o acesso de terceiros. Os participantes no mercado são os produtores, consumidores e comercializadores que estão registados como membros de mercado no *Nordpool* ou que operam contratos bilaterais. Existem ainda entidades reguladoras independentes e separadas em cada um dos quatro países, Flatabø *et al* (2003).

Diariamente, o mercado envolve diversas fases que culminam com a operação física do sistema tendo em conta os seguintes aspectos:

- o mercado inicia-se com a contratação bilateral e a transacção financeira e termina com a sessão do mercado diário;
- na fase pré operacional, é determinado o programa de produção para cada produtor e os participantes de mercado submetem ofertas para a regulação física de potência no mercado de compensação de desvios (na Noruega corresponde ao *Regulation Power Market*, RPM), correspondendo a um mercado em tempo real operado pelo TSO;
- o mercado de compensação de desvios tem como objectivo garantir o equilíbrio da carga/produção e realizar incrementos/decrementos de produção de modo a eliminar congestionamentos.

O *Nordpool* integra um mercado diário, *Elspot*, baseado em ofertas de energia eléctrica para cada uma das 24 horas do dia seguinte, bem como um mercado horário contínuo, *Elbas*, (para a Finlândia, a Suécia e o este da Dinamarca) que corresponde ao mercado intradiário de compensação de desvios. Disponibiliza, ainda, um mercado de derivados financeiros, *Eltermin*. O *Elspot* e o *Elbas* correspondem a mercados de transacção física.

O *Elspot* foi estabelecido em 1993 como um mercado de comercialização física de energia eléctrica na Noruega. Em 1996 a área de comercialização foi alargada incluindo a Suécia. A Finlândia foi integrada em 1998, o oeste da Dinamarca em 1999 e a zona este da Dinamarca juntou-se em 2000. Até às 12 horas de cada dia, os agentes compradores e vendedores submetem as suas ofertas de preço-quantidade para cada hora do dia seguinte.

As ofertas de compra e de venda de energia eléctrica submetidas ao *Elspot* são adequadamente agregadas resultando nas curvas de consumo e de produção, respectivamente, a partir das quais se determina o preço do sistema para cada hora do dia seguinte. Os preços e volumes de todas as transacções são publicados não sendo divulgados os agentes compradores ou vendedores. O *Nordpool* funciona ainda como agente que garante a liquidação das diversas transacções.

Como já foi referido, o preço de sistema determinado no *Elspot* corresponde ao preço de equilíbrio entre as ofertas de compra e de venda. Não existindo restrições de limites de trânsito de potência entre as diversas áreas que se encontrem activas o preço será igual em todo o sistema. Se existirem restrições activas nas interligações entre a Suécia, a Finlândia, o oeste e este da Dinamarca e as duas áreas em que se divide a Noruega (norte e sul), o sistema é fraccionado em diversas áreas de preços. Estas diferenças de preços são utilizadas pelos TSO para adquirir energia ou pagar reduções de produção de modo a eliminar os congestionamentos.

O *Elbas* é um mercado intradiário para compensação de desvios de entrega física para a Suécia, a Finlândia e a zona este da Dinamarca sendo operado via Internet. Os agentes de mercado que pretendam corrigir os volumes obtidos no dia anterior no mercado *Elspot* poderão fazê-lo através do mercado *Elbas*. Este mercado também opera com base em contratos horários sendo comercializados para a hora seguinte. A comercialização neste mercado tem início logo após a publicação dos resultados obtidos no mercado *Elspot* e o número de participantes e o volume de transacções são em geral reduzidos.

Os contratos disponibilizados no *Eltermin* correspondem a contratos de futuros, de opções e contratos às diferenças (*Contracts for Differences*, CfD) para diferentes áreas de preço resultantes de ramos congestionados e utilizando o preço de sistema do dia seguinte como preço de referência. Os contratos CfD utilizados no sistema nórdico servem para reduzir o risco associado a variações de preços devido a eventuais congestionamentos do sistema de transmissão e não para reduzir o risco relativo ao fornecimento de energia.

O *Nordpool* também disponibiliza o serviço de contratos bilaterais, do tipo OTC. No ano de 2005, este tipo de contratação representou aproximadamente 58% do volume transaccionado pelo *Nordpool*, correspondendo ao mercado de derivados cerca de 34%. Os restantes 8% do volume total transaccionado ocorreram nos mercados *Elspot* e *Elbas*. Esta percentagem de 8% corresponde a cerca de 35% do volume total de energia eléctrica consumida diariamente nestes países, dada a existência de um valor elevado de contratos de futuros a prazos mais longos, NZIER (2005b).

2.5.2 Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão

Os cinco TSO são responsáveis pela operação do sistema atendendo, nomeadamente, aos seguintes aspectos: fiabilidade, limites de operação, coordenação de saídas de serviço, serviços auxiliares, gestão de congestionamentos, operação de emergência e operação em tempo real. Assim, quando ocorrerem desequilíbrios na fase de operação os TSO são os responsáveis por manter os sistemas equilibrados.

Na Suécia, a maioria da produção (principalmente hidráulica) está localizada no norte do país enquanto que o sistema de transmissão transporta a energia para o sul, onde se localiza a maioria da carga. Com o objectivo de manter os trânsitos de potência reactiva no sistema de transmissão próximos de zero, especialmente em certas áreas/interfaces, a potência reactiva é fornecida essencialmente no sul numa base obrigatória não existindo qualquer compensação. Alguns geradores de elevada potência são raramente utilizados para o controlo de tensão operando, habitualmente, com uma produção de potência reactiva constante sendo reservados para situações de emergência. O TSO utiliza toda a potência reactiva disponibilizada pelos equipamentos estáticos existentes na rede, Kueck *et al* (2004) e FERC (2005). As centrais hídricas ligadas directamente à rede nacional estão obrigadas a fornecer o serviço de produção ou de absorção de potência reactiva numa gama correspondente a 1/3 a 1/6 da sua produção de potência activa, respectivamente. As centrais térmicas estão obrigadas a fornecer potência reactiva até 1/3 da sua potência activa máxima (factor de potência da ordem de 0,95 indutivo) não estando sujeitas a requisitos de absorção de potência reactiva. As companhias das redes regionais com contratos de potência activa são responsáveis pelo controlo de tensão nas respectivas áreas estando obrigadas a manter a capacidade de injectar potência reactiva na rede nacional

correspondente a 1/3 da potência activa absorvida. Não existem requisitos para a absorção de potência reactiva da rede nacional, Zhong (2003).

Na Finlândia, a *Fingrid*, TSO finlandês, é a entidade responsável por manter a tensão nos nós do sistema de acordo com os níveis especificados. Os níveis de tensão da rede principal são controlados utilizando geradores, bancos de condensadores e de indutâncias e por transformadores com regulação de tensão. O TSO também é responsável por manter uma reserva de potência reactiva adequada no sistema eléctrico finlandês. Esta reserva é garantida através do emprego dos seus próprios recursos e também pela sua aquisição a entidades independentes. O fornecimento de reserva de potência reactiva é um serviço com carácter obrigatório, Zhong (2003).

Assim, os geradores com mais de 10 MVA estão obrigados a manter reservas de potência reactiva durante as condições normais de operação do sistema eléctrico, tendo em conta os aspectos seguintes:

- os geradores ligados à rede a 400 kV deverão ter uma capacidade de potência reactiva disponível como uma reserva momentânea e obrigatória, com a excepção da quantidade consumida pelos transformadores e pela própria central;
- para os geradores ligados às redes de 220 kV e de 110 kV, a reserva de potência reactiva momentânea obrigatória não deve ser inferior a metade da capacidade de potência reactiva calculada para o factor de potência de 0,90. O restante pode ser utilizado como um serviço comercial;
- os geradores ligados às redes com níveis de tensão inferiores a 110 kV estão obrigados a disponibilizar metade da sua capacidade de potência reactiva.

2.6 Estados Unidos da América

2.6.1 Aspectos Gerais

Os standards de operação do NERC (*North American Electricity Reliability Council*) relativos ao suporte de potência reactiva e ao controlo de tensão obrigam as empresas de rede de transmissão a manterem as tensões dentro dos limites estabelecidos. Neste sentido, estas entidades terão de garantir reservas de potência reactiva necessárias ao controlo de tensão, mantendo as tensões dentro dos limites aceitáveis em situações de contingência do tipo n-1. As empresas de transmissão determinam o funcionamento dos equipamentos

necessários para a regulação da tensão e do trânsito de potência reactiva nas suas redes. Os standards impõem que os geradores mantenham as empresas de transmissão informadas sobre a capacidade de potência reactiva das suas máquinas, bem como sobre o estado dos equipamentos de regulação de tensão das mesmas.

Em FERC (2005) é referido que os standards definidos não são específicos nem claros no que se refere aos requisitos da reserva de potência reactiva, uma vez que as empresas de transmissão poderão não ter de suportar os custos totais de fiabilidade associados a reservas de potência reactiva inadequadas, ou seja, estas empresas poderão procurar reservas de potência reactiva em quantidade insuficiente. Assim, a falta de transparência dos standards existentes e a ausência de mecanismos competitivos para o fornecimento de potência reactiva impõem barreiras para o fornecimento eficiente deste serviço.

A *Order No. 2003* estabelece que um gerador interligado não deve ser compensado pelo fornecimento de potência reactiva dentro da gama do factor de potência obrigatória de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo. Contudo, esta *Order* também estabelece que o operador da rede de transmissão pode determinar requisitos diferentes, aplicáveis aos geradores interligados na sua área de controlo. Por outro lado, é ainda estabelecido que o proprietário da rede de transmissão ou o RTO/ISO em causa deve compensar os geradores interligados pelo fornecimento dos serviços de potência activa e reactiva necessários ao suporte do sistema de transmissão durante situações de emergência.

Nos EUA, não existe uma metodologia standard para os OS pagarem o fornecimento de potência reactiva sendo, no entanto, consensual o pagamento dos custos de oportunidade em que incorrem os geradores quando são solicitados a produzir potência reactiva extra que imponha uma redução da produção de potência activa.

2.6.2 Califórnia

2.6.2.1 Organização do Mercado

O *California Independent System Operator*, CAISO, é uma entidade não lucrativa sujeita à regulação da FERC. No estado da Califórnia a capacidade de produção de energia eléctrica está maioritariamente associada a centrais de gás natural e a centrais hidráulicas (em 1999 correspondiam a 36,3% e a 26,5%, respectivamente). As três maiores empresas do sector, a *Pacific Gas and Electric* (PG&E), a *Southern California Edison* (SCE) e a *San Diego Gas*

and Electric (SDG&E), detinham cerca de 46% da capacidade total, incluindo toda a capacidade nuclear e 96% da capacidade de origem hídrica.

O desenho original do mercado da Califórnia tem vindo a ser alvo de um processo de avaliação e de reestruturação de modo a ser melhorado. A crise de 2000/2001 revelou a ineficiência do mercado de energia eléctrica em vigor na época, nomeadamente, ao nível de deficiências de âmbito regulatório. O mercado californiano original correspondia a um sistema zonal dividido em três grandes zonas fornecendo informação limitada relativa às interações que a programação obtida para o dia seguinte apresentava na exploração da rede de transmissão em tempo real. Os congestionamentos intra zonais não eram frequentes. Contudo, situações de congestionamentos de linhas de transmissão interligando uma zona com outra ocorriam com alguma frequência, sendo utilizado pelo CAISO uma ferramenta específica para lidar com este tipo de situações.

O mercado diário, implementado após a reestruturação do sector eléctrico da Califórnia era operado pela *California Power Exchange*, PX, criada em simultâneo com o CAISO, e realizava a maior parte das transacções de energia eléctrica neste estado. Assim, grande parte da energia necessária para o dia seguinte era comercializada na PX que, em seguida, submetia os respectivos programas para o dia seguinte ao CAISO. Contudo, a crise de 2000/2001 determinou o encerramento desta entidade bem como a extinção das actividades que administrava, tendo sido em seguida declarada a sua falência.

Desde então e até aos dias de hoje, as empresas de produção efectuem contratos de longo prazo para fornecerem a maior parte dos consumos dos seus clientes, não existindo um mercado organizado para as 24 horas do dia seguinte que satisfaça as alterações dos potenciais consumos de energia para esse mesmo período. Assim, o vazio originado pela falência do PX resultou numa tarefa extremamente complexa incluída nas funções do CAISO ao ter de operar apenas o mercado em tempo real. De acordo com CAISO (2006), a resolução de restrições técnicas dentro de uma das três grandes zonas apresenta-se enigmática para o CAISO até ao instante de operação do sistema em tempo real comprometendo, assim, a operação da rede de transmissão em boas condições de fiabilidade. Assim e actualmente, o único mercado de energia eléctrica existente no estado da Califórnia corresponde ao mercado de energia em tempo real necessário para manter o equilíbrio entre a produção e o consumo. Segundo FERC (2006b), esta configuração do

sistema dificulta fortemente a actuação do CAISO dado que as acções correctivas aos programas de operação terão de ser realizadas em tempo real.

Contudo, as entidades competentes do estado da Califórnia têm vindo a desenvolver estudos para alterar o modelo de mercado existente criando, assim, a terceira geração do desenho deste mercado. Deste modo, o *Market Redesign and Technology Upgrade*, MRTU, corresponderá ao novo modelo de mercado a adoptar neste estado, estando prevista a sua implementação para o final de 2007, sendo um elemento central na definição da estrutura relativa à avaliação da fiabilidade do sistema de transmissão. O MRTU permitirá ao OS utilizar as ferramentas adequadas para planear a operação do sistema com algum avanço considerando determinadas situações como, por exemplo, congestionamento da rede de transmissão em relação à operação em tempo real. Nestas condições, o OS disporá de horas em vez de minutos para considerar as opções de programação necessária de forma a satisfazer os consumos de todo o estado da Califórnia. Este novo desenho prevê, de novo, a existência de um mercado diário de energia eléctrica e terá, também, em conta os contratos de energia de longo prazo celebrados após a crise energética de 2000/2001, CAISO (2006c).

Em CAISO (2006c) é ainda referido que o novo desenho de mercado irá contemplar um maior detalhe do sistema de transmissão na medida em que será adoptado um sistema nodal agregando todo o estado da Califórnia, o que facilitará a resolução de congestionamentos intra-zonais. Este sistema nodal, acoplado com o modelo computacional da rede, possibilitará a determinação dos potenciais trânsitos de potência para o próximo dia em vez dos actuais cinco minutos anteriores à transferência da energia que poderá ser necessário redireccionar.

Neste contexto, o novo desenho de mercado da Califórnia consistirá num sistema que integrará dois processos referentes a um mercado diário e a um mercado em tempo real baseados na determinação de preços marginais nodais.

O mercado diário corresponderá a um sistema que incluirá informação da rede de transmissão permitindo ao CAISO ajustar os programas da produção e da carga, bem como de importações e exportações, mitigando eventuais congestionamentos da rede de transmissão, e assegurando a sua fiabilidade. Este processo produzirá preços marginais para a energia eléctrica em cada nó da rede de transmissão permitindo ao CAISO eliminar a distinção entre congestionamentos inter e intra zonais. O CAISO poderá avaliar se o

programa diário inclui suficientes recursos de produção ligados para satisfazer a previsão do consumo para o próximo dia e, se forem insuficientes, poderá despachar outras unidades.

O mercado em tempo real será executado de 5 em 5 minutos durante cada hora de operação através de um programa de despacho económico incluindo restrições de segurança. Este processo determinará o despacho dos recursos necessários para satisfazer as necessidades de operação em tempo real. Neste mercado serão determinados preços marginais nodais de energia, os quais serão pagos aos recursos de produção. Estes preços poderão ser utilizados para calcular preços zonais relativos a grandes áreas geográficas e serão pagos pelas entidades consumidoras abrangidas.

Os mercados de serviços auxiliares serão executados simultaneamente com o processo de gestão de congestionamentos e o mercado diário para se obterem as reservas de operação e a regulação da operação necessárias. No âmbito destas alterações, está igualmente prevista a utilização de instrumentos do tipo *Firm Transmission Rights*, FTR, permitindo aos participantes no mercado a possibilidade de reduzir o risco devido a situações de congestionamento.

2.6.2.2 Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão

O ISO da Califórnia define o controlo da potência reactiva como a acção adoptada para manter níveis de tensão aceitáveis ao longo do sistema de transmissão e satisfazer os requisitos de potência reactiva nos pontos de interligação. O regulador federal, FERC, ao qual o ISO da Califórnia está vinculado, requer que as empresas detentoras de fontes de produção, que estão sob a sua jurisdição, disponibilizem o serviço auxiliar de fornecimento de potência reactiva e de controlo de tensão. Deste modo, verifica-se que os equipamentos de transmissão tais como, por exemplo, os bancos de condensadores ou de indutâncias estão explicitamente excluídos deste serviço auxiliar. Assim, o fornecimento do serviço auxiliar de potência reactiva e controlo de tensão inclui apenas os geradores.

As necessidades do sistema eléctrico em termos de potência reactiva são identificadas pelo CAISO através da realização de estudos de trânsito de potências para cada hora. Deste modo, o CAISO determina as quantidades e os locais no qual o suporte de tensão é necessário para manter os níveis de tensão e as margens de potência reactiva dentro de valores pré estabelecidos. Conforme as necessidades locais do sistema, o CAISO

selecciona os geradores possuindo as ofertas mais baratas incluídas numa ordem de mérito para produzirem o suporte de tensão adicional em cada uma das respectivas áreas.

Em conformidade com a *Order No. 2003*, FERC (2003), o CAISO utiliza requisitos próprios relativos ao factor de potência para os geradores que não operam segundo contratos de tipo *Reliability Must-Run* (RMR). Deste modo, a gama especificada para o factor de potência corresponde a 0,90 indutivo e 0,95 capacitivo. Todos os geradores participantes no CAISO que operam sob tais contratos estão obrigados a fornecer o serviço de potência reactiva de acordo com a gama do factor de potência aí especificado. Contudo, os geradores despachados também terão de fornecer o serviço de potência reactiva fora da sua gama standard contratada quando solicitados pelo CAISO. Nestas condições, os geradores receberão uma compensação adicional pelo serviço prestado. As cargas e as companhias distribuidoras directamente ligadas à rede controlada pelo CAISO devem manter os trânsitos de potência reactiva nos pontos de interface dentro de uma banda de factores de potência de 0,97 indutivo a 0,99 capacitivo, FERC (2005). As cargas não são compensadas por manterem o factor de potência dentro da banda especificada. O CAISO aplica penalidades aos geradores, às cargas e às companhias de distribuição que não cumpram os requisitos fixados para os factores de potência.

O sistema de tarifas utilizado pelo CAISO determina que os geradores não são remunerados por operarem dentro da gama pré especificada para o factor de potência. No caso do CAISO necessitar de potência reactiva adicional adquire-a através dos contratos RMR, ou então a outras fontes que estejam disponíveis, através de uma instrução dada a um gerador para produzir potência reactiva fora da sua gama obrigatória. Se um gerador tiver de reduzir a sua produção de potência activa de modo a poder satisfazer o requisito do CAISO será compensado pelos respectivos custos de oportunidade em que incorre.

Na Califórnia existem duas tarifas de tensão variando ambas por zonas geográficas: uma de curto prazo para intervalos de comercialização de 10 minutos e outra de longo prazo associada a períodos mensais, FERC (2005). Para cada zona geográfica e para cada período, a tarifa de suporte de tensão de curto prazo corresponde ao custo de oportunidade total dividido pela energia activa total consumida (incluindo as exportações). Assim e de acordo com esta tarifa, a factura a pagar em cada período de 10 minutos por cada consumidor ligado a uma determinada área corresponde à multiplicação da respectiva tarifa pela energia activa consumida. A determinação da tarifa de suporte de tensão de

longo prazo, para cada zona e para cada mês, corresponde ao pagamento total efectuado pelo CAISO aos geradores com contratos RMR dividido pela energia activa total consumida (incluindo a energia exportada). Deste modo, cada consumidor será facturado de acordo com a respectiva tarifa zonal de longo prazo em vigor multiplicada pela energia activa consumida nesse mês.

2.6.3 Nova Iorque

2.6.3.1 Organização do Mercado

O *New York Independent System Operator*, NYISO, é uma organização não lucrativa formada no âmbito da reestruturação do sector eléctrico do estado de Nova Iorque. O NYISO assumiu oficialmente o controlo e a operação da rede de transmissão do estado de Nova Iorque no dia 1 de Dezembro de 1999, substituindo o *New York Power Pool* que actuou como operador do sistema deste estado, durante 30 anos, realizando o despacho centralizado. O NYISO é o actual responsável pela operação da rede de transmissão de alta tensão e pela gestão do mercado de produção de energia eléctrica do estado de Nova Iorque.

O NYISO opera um mercado diário e um mercado em tempo real em que as transacções de energia e o uso da rede de transmissão programados em cada um destes mercados são obtidos utilizando um modelo baseado em preços marginais locais. No mercado diário são comercializados energia eléctrica, capacidade e serviços auxiliares para o dia seguinte. O NYISO executa um programa de *Security-Constrained Unit Commitment*, SCUC, obtendo o programa de produção para satisfazer o consumo de energia, a reserva necessária para a operação e os requisitos de regulação com base em ofertas submetidas pelos participantes no mercado. O mercado diário é um mercado *forward* no qual são calculados preços marginais em cada nó de produção e para cada zona de consumo para cada hora de operação do dia seguinte, sendo realizada simultaneamente a determinação das necessidades de serviços auxiliares de um modo optimizado. Os programas associados aos contratos bilaterais também poderão ser integrados no processo de execução do programa de SCUC desde que sejam acompanhados de ofertas de incremento/decremento de energia.

Todos os produtores do estado de Nova Iorque possuindo recursos com capacidade instalada terão de vender a sua energia ou no mercado diário ou, então, através da

realização de contratos bilaterais físicos com consumidores pertencentes à área de controlo do NYISO.

No mercado em tempo real são comercializados energia eléctrica, capacidade e serviços auxiliares para períodos de uma hora. Este mercado encerra 75 minutos antes da hora relativa à operação do sistema. Neste mercado é estabelecido o despacho final de produção necessário para satisfazer o consumo em intervalos de 5 minutos sendo determinados preços marginais nodais que reflectem as restrições da rede de transmissão e a potência activa de perdas. O modelo utilizado para determinar o despacho em tempo real inclui curvas de ofertas de produção combinando ofertas de incremento submetidas pelos geradores que participaram no mercado diário e ofertas de decréscimo fornecidas pelos geradores associados aos contratos bilaterais. O preço marginal determinado aplica-se às transacções em tempo real e às diferenças em relação aos programas de produção/consumo obtidos no mercado diário.

Além destes mercados, o NYISO também realiza um processo de compensação de desvios que é executado 90 minutos antes de cada hora para permitir aos participantes no mercado acertos do programa diário e das respectivas ofertas. Este processo permite actualizar o pré despacho horário dos recursos obtido no dia anterior com base na previsão dos consumos para a próxima hora, sendo os preços obtidos utilizados para realizar os pagamentos por disponibilidade dos serviços auxiliares.

2.6.3.2 Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão

De acordo com Alvarado *et al* (2003), o NYISO define o serviço de suporte de tensão como correspondendo à capacidade de produzir ou de absorver potência reactiva para manter um nível de tensão específico em situações de operação em regime estacionário e pós contingência, sujeito às limitações de capacidade dos recursos. A quantidade de potência reactiva necessária para suportar uma dada transacção é determinada de acordo com o suporte de potência reactiva necessário para manter os níveis de tensão na rede de transmissão dentro dos limites que são estabelecidos na região.

O NYISO e os proprietários da rede de transmissão são os responsáveis pela programação do serviço de potência reactiva. O NYISO controla a tensão nos nós da sua área de controlo, enquanto que os proprietários da rede de transmissão são responsáveis pelo controlo local dos recursos de potência reactiva que estão ligados às suas redes.

À semelhança do CAISO e de acordo com a *Order No. 2003*, FERC (2003), o NYISO também estabelece requisitos relativos ao factor de potência para os geradores, sendo especificada a gama correspondente a 0,90 indutivo e 0,95 capacitivo. No entanto, o NYISO requer que os geradores realizem um teste de capacidade de potência reactiva uma vez por ano para determinar a quantidade que poderão fornecer, FERC (2005).

Segundo Alvarado *et al* (2003), NYISO (2003) e FERC (2005), os recursos de potência reactiva recebem pagamentos por capacidade de potência reactiva e por custos de oportunidade. Os pagamentos por capacidade e por custos de oportunidade são realizados tendo em conta os aspectos seguintes:

- pagamentos por capacidade: o pagamento anual a cada gerador e a cada compensador síncrono qualificado e elegível para fornecer o serviço de suporte de tensão corresponde ao produto da capacidade de potência reactiva da máquina pela tarifa anual de potência reactiva ou, então, por uma taxa com base no custo específico do gerador. A tarifa anual é obtida através do custo de potência reactiva estimado no ano anterior dividido pela capacidade de potência reactiva estimada (com base no factor de potência médio dos geradores ligados ao sistema utilizando uma relação entre as potências activa e reactiva). O pagamento de acordo com o custo específico de cada gerador requer a indicação dos custos de investimento e das despesas de operação e manutenção necessários para o fornecimento de potência reactiva;
- custos de oportunidade: o NYISO paga aos geradores por qualquer custo de oportunidade em que incorram quando são solicitados a reduzirem a sua produção de potência activa de modo a aumentarem a sua produção/absorção de potência reactiva. Os custos de oportunidade são obtidos através do produto da redução de potência activa, pelo tempo de duração dessa redução e pelo preço marginal local de potência activa, ao qual é subtraído o preço da oferta de energia activa apresentada pelo gerador.

Os recursos que fornecem o serviço de suporte de tensão terão de cumprir com determinados requisitos de performance de modo a serem qualificados como fornecedores deste serviço. Esses requisitos correspondem à inclusão dos equipamentos de AVR, *Automatic Voltage Regulation*, e à realização de um teste de capacidade de potência reactiva a que terão de se submeter as unidades de produção de acordo com procedimentos

regulamentares do NYISO, NYISO (1999) e Alvarado *et al* (2003). Neste sentido, o NYISO requer que os geradores operem dentro dos limites de capacidade de potência reactiva testados.

Um recurso não cumprirá os requisitos de suporte de tensão a que está obrigado se, ao fim de 10 minutos, não cumprir uma das seguintes condições:

- fornecer o serviço dentro de 5% do nível de potência reactiva indutiva ou capacitiva obrigatória conforme requerido pelo NYISO ou, se for o caso, pelo proprietário da rede de transmissão;
- produzir/absorver 95% ou mais da sua capacidade de potência reactiva obrigatória quando solicitado para o fazer pelo NYISO ou pelo respectivo proprietário da rede de transmissão.

Os fornecedores do serviço de suporte de tensão que não cumpram com as indicações do NYISO serão penalizados de acordo com o número de vezes em que não satisfizeram os requisitos solicitados. Estas penalizações poderão corresponder à cessação do pagamento de um duodécimo do pagamento anual relativo a este serviço e, em último caso, este fornecedor pode deixar de ser elegível para o fornecimento deste serviço. Nesta situação, os recursos que pretendam voltar a integrar o serviço remunerado terão de demonstrar ao NYISO as suas reais capacidades de fornecimento de potência reactiva cumprindo os requisitos durante 30 dias sem apresentarem qualquer incumprimento, não recebendo qualquer compensação económica durante este período.

As tarifas que os clientes ligados à rede de transmissão pagam pela potência reactiva estão também incluídas na regulamentação do NYISO. Assim, quando um cliente da rede de transmissão consome potência reactiva é-lhe aplicada uma tarifa mensal.

A alocação dos custos de potência reactiva nos sistemas regionais é realizada através de uma tarifa anual de serviço de suporte de tensão. Esta tarifa é actualizada anualmente sendo obtida em função dos pagamentos anuais previstos para os geradores que fornecem o serviço de suporte de tensão sendo o valor global dividido pela energia activa prevista para esse ano. O processo de determinação desta tarifa considera ainda um sistema de ajustamentos interanuais que permite compensar o facto, de no ano anterior, o valor global recolhido ter sido inferior ou superior ao esperado. Os consumidores efectuem os

pagamentos correspondentes ao seu consumo de energia activa afectado pela referida tarifa – em 2002 era de \$0,34/MW.h –, Alvarado *et al* (2003).

Finalmente, o NYISO também utiliza um mecanismo de redução das cargas em condições de emergência. Nestas condições, as entidades que aceitem disponibilizar este serviço são solicitados a reduzir o seu consumo de energia eléctrica durante um determinado período de tempo, sendo remunerados através de um pagamento fixo ou através do produto do preço de mercado pelo valor da redução do consumo.

2.6.4 PJM (*Pennsylvania – New Jersey – Maryland*)

2.6.4.1 Organização do Mercado

O mercado operado pelo PJM integra dois processos fundamentais relativos ao mercado diário e ao mercado em tempo real para a compensação de ajustes. O mercado diário é um mercado de tipo *forward* baseado em ofertas de compra e venda para cada hora do dia seguinte e no qual são determinados preços marginais para cada um desses períodos. As ofertas de compra e venda para o dia seguinte são submetidas até às 12 horas e os programas de produção e preços são publicados até às 16 horas.

O mercado em tempo real baseia-se em ofertas de incrementos e decrementos e podem ser submetidas por qualquer agente que participe no mercado diário permitindo realizar correcções ao pré despacho de cada período obtido no dia anterior. Neste mercado são determinados preços marginais nodais para intervalos de 5 minutos considerando um modelo de despacho que inclui restrições relativas à capacidade dos ramos da rede de transmissão mas em que as perdas activas são desprezadas.

Por outro lado, as entidades envolvidas em contratos bilaterais devem igualmente submeter os seus programas ao ISO podendo especificar o preço que admitem pagar se ocorrerem congestionamentos na rede. Se tal não acontecer, poderá ser reduzida a potência programada para esse contrato bilateral no mercado de compensação de ajustes tendo em conta os congestionamentos da rede.

Finalmente, assinala-se que o PJM também disponibiliza contratos de tipo FTR para gerir o risco associado à ocorrência de congestionamentos na rede de transmissão.

Aos clientes da rede de transmissão são aplicadas tarifas por congestionamento baseadas nos preços marginais obtidos no mercado de compensação e nos desvios obtidos

relativamente aos respectivos programas para o dia seguinte. Todas as transacções determinadas neste mercado serão afectadas pelo preço marginal de tempo real.

Os preços das ofertas de compra e de venda submetidas aos mercados diário e de compensação de desvios em tempo real são limitados por um preço *cap* que assumiu em 2005 o valor de \$US1000/MW.h, NZIER (2005b).

O mercado de serviços auxiliares corresponde a um mercado de regulação operado pelo PJM permitindo aos participantes adquirirem reserva neste mercado conjuntamente com a auto programação dos seus próprios recursos ou adquirindo reserva através de procedimentos bilaterais. Ao mercado de regulação são submetidas ofertas de regulação dos agentes fornecedores, limitadas por um preço *cap* que em 2003 foi de \$US100/MW, e ofertas de custos de oportunidade, Zhou *et al* (2003).

As entidades consumidoras são obrigadas a contratar uma reserva da ordem de 18% da carga máxima a alimentar. Estas entidades têm a flexibilidade de adquirir essa capacidade de reserva através de uma diversidade de formas, por exemplo, através da construção de unidades próprias, através de contratos bilaterais ou, então, participando no mercado de capacidade operado pelo PJM. Colectivamente, estes contratos correspondem ao *Installed Capacity Market*, ICAP. Os mercados de capacidade do PJM fornecem um mecanismo para equilibrar a oferta e o consumo para a capacidade não satisfeita através do mercado bilateral ou através do auto fornecimento.

O PJM não disponibiliza contratos de longo prazo. Assim, os participantes que pretendam realizar este tipo de contratos ficam dependentes da negociação directa de contratos bilaterais ou através de um *broker* ou, ainda, através de contratos de futuros.

2.6.4.2 Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão

O PJM divide o suporte de potência reactiva dos geradores em dois tipos de serviços. Um corresponde à capacidade de produção de potência reactiva à potência activa nominal dos geradores e o outro associado à potência reactiva fornecida para um nível de produção inferior ao nominal. O primeiro destes serviços corresponde à componente a ser incorporada num sistema de compensação do PJM através da aplicação de uma tarifa.

Em conformidade com a *Order No. 2003*, FERC (2003), e de modo a satisfazerem os requisitos de capacidade de controlo de tensão, os geradores deverão manter um

fornecimento contínuo de potência nos seus terminais com um factor de potência entre 0,90 indutivo e 0,95 capacitivo. A empresa concessionária da rede de transmissão poderá ainda utilizar outros recursos de produção para satisfazer os requisitos de tensão. Os geradores deverão seguir as instruções do centro de controlo para produzir potência reactiva dentro das limitações técnicas das máquinas. Os AVR devem estar constantemente em serviço enquanto os geradores estiverem sincronizados com a rede, excepto quando o ISO assim o determinar, PJM Interconnection (2002). A empresa concessionária da rede de transmissão avalia a programação de modo a assegurar que todas as fontes de potência reactiva são tratadas de maneira equitativa e não discriminatória. Esta empresa pode alterar os programas sempre que seja necessário assegurar a fiabilidade do sistema. Os operadores dos centros de controlo podem também efectuar alterações aos limites das tensões nodais e ao programa de produção dos geradores. Os sistemas de controlo existentes nos geradores deverão actuar automaticamente para alterar as condições de produção aumentando ou diminuindo a produção de potência reactiva necessária para manter o valor da tensão dentro da gama pré especificada, PJM Interconnection (2000) e Alvarado *et al* (2003).

A empresa concessionária da rede de transmissão efectua pagamentos mensais aos proprietários dos geradores, pelos seus serviços de potência reactiva, no valor correspondente aos custos submetidos por cada gerador para apreciação e que terão de ser sujeitos a aprovação por uma entidade competente, FERC (2005). O PJM também efectua pagamentos por custos de perda de oportunidade quando há redução de produção de potência activa.

Os custos apresentados por um gerador são divididos em duas componentes. Uma refere-se a custos fixos relativos à capacidade de produção de potência reactiva do gerador, e outra correspondente ao aumento da potência de perdas no gerador e nos transformadores elevadores resultante da produção de potência reactiva. Os custos fixos correspondem aos custos de investimento realizados pelo proprietário da central em equipamentos necessários para fornecer o serviço ao sistema. A relação entre a produção de potência activa e reactiva é utilizada para determinar a parcela dos custos da central que deverá ser atribuída ao fornecimento de potência reactiva. As perdas a considerar nos custos variáveis correspondem às perdas adicionais nos enrolamentos da armadura e do campo dos geradores, bem como nos enrolamentos dos transformadores resultantes do serviço de potência reactiva.

Os custos dos geradores associados ao fornecimento do serviço de potência reactiva e controlo de tensão são alocados aos consumidores ligados à rede de transmissão. No sistema do PJM os consumidores pagam uma tarifa mensal em função da proporção da sua potência activa de ponta em relação à soma das potências activas de ponta de todos os consumidores ligados à rede de transmissão.

No PJM existe igualmente um mecanismo de corte de cargas correspondente a um programa de resposta das cargas para situações de emergência. Nestas condições, as cargas em causa serão compensadas pela redução do consumo durante esses períodos de emergência, Bai *et al* (2006).

2.6.5 Texas

2.6.5.1 Organização do Mercado

O *Electric Reliability Council of Texas*, ERCOT, corresponde a uma única área de controlo cujo funcionamento se baseia em contratos bilaterais. O ERCOT executa ainda um mercado residual para o serviço de compensação de desvios de energia e assegura a fiabilidade da rede de transmissão do estado do Texas. O ERCOT fornece instruções de despacho apenas nas operações em tempo real para a gestão de compensação de desvios e de congestionamentos.

O mercado de energia eléctrica do Texas baseia-se em transacções bilaterais de longo prazo. O desenho do mercado compreende basicamente um mercado bilateral juntamente com os mercados de compensação de desvios e de serviços auxiliares. O ERCOT tem operado os mercados diários de serviços auxiliares e o mercado de compensação em tempo real desde 31 de Julho de 2001. Em Fevereiro de 2002, o ERCOT deu início a leilões mensais e anuais de *Transmission Congestion Rights*, TCR. Adicionalmente, e em concordância com requisitos relativos ao sector eléctrico do estado, têm sido realizados pelo ERCOT leilões mensais e anuais de capacidade de produção.

O mercado bilateral consiste na contratação de compra e venda de energia eléctrica directamente entre agentes compradores e vendedores e representa o grosso da energia produzida/consumida no Texas. Os preços baseiam-se nos acordos mútuos entre as partes e não são conhecidos pelo ERCOT. As potências associadas a estes contratos são incorporadas nos programas base de funcionamento sendo submetidas diariamente no

ERCOT. Em 2003, estes programas contabilizavam cerca de 95% a 97% dos requisitos de energia eléctrica dos consumidores finais, Zhou *et al* (2003).

O mercado diário de serviços auxiliares do ERCOT inclui a regulação para subir e para descer, a reserva girante e os serviços de reserva estática. O fornecimento destes serviços auxiliares é realizada em períodos horários. Os participantes no mercado podem fornecer, eles próprios, os seus requisitos de serviços auxiliares ou então permitir que o ERCOT contrate o seu fornecimento. Este mercado procura minimizar o custo mantendo a fiabilidade do sistema em conformidade com protocolos do ERCOT. O ERCOT atribui o fornecimento dos serviços auxiliares a entidades qualificadas (*Qualified Schedule Entities*, QSE) através de um processo de ofertas de compra resultando num mercado de capacidade para cada serviço. Este mercado diário funciona desde as 6 horas até às 18 horas do dia anterior ao dia da operação.

O ERCOT requer que as entidades qualificadas QSE submetam os programas das suas transacções bilaterais de modo a executar uma análise de restrições de segurança e, finalmente, proceder à publicação da informação relativa aos congestionamentos. É também realizada uma análise de capacidade para o dia seguinte servindo de base para a determinação do valor de capacidade de reserva. Após o encerramento do período diário de contratação bilateral, é iniciado o período de ajustes que terminará no instante em que se inicia o período de operação. O período de operação compreende a hora de operação e a hora anterior à hora de operação.

Em função da análise das alterações do programa, de planos de recursos, de previsões de carga e de outras condições do sistema, o ERCOT poderá contratar serviços auxiliares adicionais durante o período de ajustes, anunciando a necessidade desses serviços e abrindo mercados subsequentes.

No período de operação, o ERCOT recebe ofertas para incremento ou decrémento dos recursos para o serviço de compensação de forma a resolver congestionamentos locais. Se necessário, o ERCOT utiliza ofertas de energia de recursos específicos para resolver esses congestionamentos locais podendo, mesmo, seleccionar recursos mais caros para os resolver ou para garantir o suporte de tensão.

O mercado de compensação referido encerra 20 minutos antes de se iniciar o período de operação, e baseia-se em previsões de curto prazo. As ofertas submetidas a este mercado permanecem inalteradas nos períodos horários mas o preço de mercado é ajustado de 15

em 15 minutos e é disponibilizado com a antecedência de 15 minutos em relação ao intervalo de operação. As ofertas são aceites por ordem crescente do seu preço até se atingir a quantidade necessária. O preço da última oferta aceite determina o preço do mercado de compensação para cada intervalo de 15 minutos.

A área do ERCOT apresenta uma grande concentração da propriedade de equipamentos de produção, pelo que poderá existir um elevado potencial para o exercício de poder de mercado. Particularmente, as zonas Norte e Sul do estado do Texas apresentam valores do índice HHI, *Herfindahl-Hirschman Index*, elevados devido à elevada concentração da propriedade de geradores em apenas algumas companhias, Zhou *et al* (2003).

2.6.5.2 Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão

O ERCOT apresenta duas perspectivas diferentes para definir o suporte de tensão. Na primeira, este serviço consiste no fornecimento por parte das QSE dos recursos de produção cujo factor de potência e nível de tensão nos seus terminais podem ser programados pelo ERCOT para manter as tensões na rede de transmissão dentro de limites aceitáveis. A segunda perspectiva corresponde ao serviço de fornecimento do ERCOT às QSE através da programação coordenada dos perfis de tensão no sentido de manter as tensões na rede de transmissão ao longo do sistema, Alvarado *et al* (2003) e ERCOT (2003).

Neste contexto, o ERCOT efectua estudos para determinar as necessidades de potência reactiva de modo a obter os perfis de tensão pretendidos em todos os nós com produção. Contudo, poderá modificar temporariamente os requisitos de tensão em função das condições reais de exploração do sistema. O ERCOT determina as necessidades de suporte de tensão para cada local informando as QSE das tensões pretendidas nos pontos de interligação dos seus geradores. Deste modo, as QSE ficam obrigados a responder às variações desses perfis de tensão. O ERCOT pode também instalar recursos estáticos de potência reactiva pelo que as QSE podem manter reservas dinâmicas de potência reactiva adequadas para satisfazer os requisitos do sistema.

No estado do Texas, os geradores terão de fornecer o serviço de potência reactiva numa gama de factores de potência de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo, medido nos terminais de alta tensão do transformador principal. Esta capacidade deve ser mantida em todos os

instantes em que a central está em serviço, não existindo qualquer compensação pelo serviço de potência reactiva dentro desta gama.

O ERCOT solicita aos geradores o ajuste da sua produção de potência reactiva, dentro dos limites de capacidade fornecido pelas QSE, necessária para o controlo de tensão. Os geradores que fornecem o serviço de potência reactiva não estão obrigados a reduzir a sua produção de potência activa pelo que poderão não fornecer toda a potência reactiva necessária. No entanto, se a fiabilidade/segurança do sistema estiver em risco, o ERCOT pode requerer aos geradores o fornecimento de potência reactiva adicional diminuindo, se necessário, a potência activa produzida recebendo uma compensação pelos respectivos custos de oportunidade, Alvarado *et al* (2003) e ERCOT (2003).

Os geradores devem manter em funcionamento equipamentos AVR excepto em situações de operação em condições de emergência ou quando solicitados pelo ERCOT para operarem em modo manual. Os AVR dos geradores devem estar disponíveis pelo menos 98% do tempo em que os geradores fornecem potência reactiva.

Os custos de suporte de potência reactiva e controlo de tensão são partilhados entre entidades consumidoras de forma proporcional à energia activa consumida por cada uma dessas entidades.

2.7 Ontário (Canadá)

2.7.1 Organização do Mercado

O *Independent Electricity System Operator*, IESO, é uma entidade não lucrativa que administra os mercados de energia eléctrica e gere o sistema de transmissão da província de Ontário, tendo sido estabelecida em 1998 através do *Electricity Act of Ontario*. As centrais de produção existentes em Ontário são de diversos tipos incluindo centrais nucleares, hidroeléctricas, a carvão, a diesel e a gás natural.

O modelo de mercado baseia-se na existência de um mercado organizado em tempo real, *Pool*, bem como a contratação através de contratos bilaterais físicos. O mercado integra na mesma fase as transacções de energia e de reserva de operação fornecendo um preço de mercado para o sistema de 5 em 5 minutos. Ao fim de cada hora de operação, é utilizada a média destes preços para se obterem os preços horários que serão aplicados aos agentes não despacháveis (produtores, empresas distribuidoras e grandes consumidores

industriais). Estes agentes participam no mercado, mas não submetem ofertas de compra/venda, aceitando pagar/receber o preço horário calculado. Actualmente, não existe um mercado centralizado para o dia seguinte nem a determinação de preços marginais nodais estando, contudo, a ser estudada a possibilidade de serem implementados no futuro.

O mercado em tempo real baseia-se em ofertas de compra e de venda de energia eléctrica. De 5 em 5 minutos, o IESO despacha os geradores e cargas em função das suas ofertas e determina o preço marginal do sistema. As ofertas de compra/venda submetidas neste mercado terão de ser iguais às ofertas submetidas em dois processos existentes – pré despacho e programação para o dia seguinte – correspondendo a um dos requisitos de participação dos respectivos agentes consumidores e produtores elegíveis neste mercado em tempo real.

O mercado de serviços auxiliares gerido pelo IESO é composto por três mercados separados correspondentes à reserva sincronizada em 10 minutos, reserva não sincronizada em 10 minutos e reserva não sincronizada em 30 minutos. As entidades fronteiriças, os consumidores e produtores despacháveis podem submeter ofertas aos mercados de reservas não sincronizadas (10 minutos e 30 minutos), enquanto que no mercado de reservas sincronizadas só os geradores o poderão fazer. O IESO ordena as ofertas submetidas a cada um destes três mercados e, em seguida, selecciona os recursos necessários para satisfazer os requisitos do sistema. O preço de cada um destes mercados é determinado de 5 em 5 minutos para a província de Ontário bem como para as zonas de interligação com os sistemas vizinhos. O IESO também realiza contratos de RMR com recursos disponíveis específicos para satisfazerem restrições locais de congestionamento da rede de transmissão e requisitos de tensão. Outros tipos de serviços auxiliares (por exemplo, *black start*) são obtidos através de contratos.

O processo de pré despacho referido permite ao IESO obter antecipadamente a informação e as projecções necessárias ao planeamento da operação física do sistema eléctrico que ocorre com o mercado em tempo real. Em cada hora anterior à hora de operação, o IESO realiza uma pré programação baseada nas ofertas de compra/venda dos agentes participantes no mercado obtendo uma previsão dos programas horários e dos respectivos preços. As ofertas de compra/venda poderão ser modificadas até quatro horas antes do despacho em tempo real. Nestas condições, o IESO impõe um limite de 10% na amplitude das alterações de preço/quantidade, Zhou *et al* (2003). Se os programas de pré despacho

indicarem que é necessário mais energia ou reservas de operação para manter a fiabilidade da rede, o IESO pode aceitar ofertas de compra/venda adicionais durante um período de tempo pré especificado.

Em 2006 e em conformidade com IESO (2006), foi implementado um processo de programação para o dia seguinte (*Day-Ahead Commitment Process*) com o objectivo de avaliar os níveis de fiabilidade do sistema eléctrico nos períodos de maior consumo. Este processo utiliza os mesmos recursos do processo de pré despacho referido e consiste na realização de estudos de fiabilidade do sistema para cada período horário entre as 11 horas e as 15 horas do próximo dia. Deste modo, o IESO garante também a avaliação da disponibilidade dos geradores para o dia seguinte.

O IESO realiza leilões de FTR com os quais os agentes de mercado poderão reduzir o risco associado aos congestionamentos entre Ontário e cada zona externa. Os mercados financeiros geridos pelo IESO correspondem a mercados de energia *forward* e a FTR. O mercado FTR suporta as importações e exportações de energia eléctrica nos ramos de interligação entre a província de Ontário e os sistemas vizinhos do Canadá e dos EUA.

2.7.2 Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão

Todos os geradores com mais de 10 MW de capacidade ligados à rede controlada pelo IESO estão obrigados a disponibilizar uma capacidade de fornecimento de potência reactiva nos seus terminais numa gama que varia de 0,90 indutivo e 0,95 capacitivo de modo a manter a tensão dentro dos níveis especificados. Os geradores despachados terão de operar continuamente de modo a manter o nível de tensão nos seus terminais dentro de uma tolerância de $\pm 5\%$ em relação ao seu valor nominal, FERC (2005).

Os geradores que tenham assinado contratos de serviços auxiliares para suporte de potência reactiva e controlo de tensão são compensados pelos custos incrementais de perdas de energia incorridos pelo seu funcionamento com factor de potência não unitário ou pelos custos de funcionamento de compensadores síncronos de acordo com o requerido pelo IESO. Estes agentes também serão compensados pelas receitas perdidas se forem solicitados a fornecer potência reactiva fora da gama obrigatória.

A instalação de equipamentos *shunt* para a compensação de potência reactiva, nomeadamente, bancos de condensadores ou de indutâncias, é da responsabilidade do proprietário da rede de transmissão que terá de verificar os requisitos de potência reactiva

especificados. Os custos associados à instalação desses equipamentos são incorporados nos seus programas de investimento na rede de transmissão.

2.8 Nova Zelândia

2.8.1 Organização do Mercado

Na Nova Zelândia mais de 60% da capacidade de produção de energia é hidráulica enquanto que a produção térmica (gás natural ou carvão) corresponde à maior parte da capacidade de produção remanescente. Existe também produção de energia a partir de recursos geotérmicos e através de cogeração.

O *New Zealand Electricity Market*, NZEM, operado por uma empresa privada, M-co, é um mercado voluntário e de auto regulação na medida em que não existe legislação governamental explícita relativa às regras de funcionamento do NZEM, NZIER (2005a). Nestas condições, as regras do mercado da Nova Zelândia foram desenvolvidas pelos próprios agentes participantes. As transacções de compra e venda de energia eléctrica realizados na Nova Zelândia ocorrem maioritariamente no NZEM, na ordem de 70% a 80% da energia total consumida. O funcionamento do mercado de produção NZEM teve início em Outubro de 1996 e todas as suas actividades se desenvolvem através de contratos multilaterais entre os diversos agentes sendo as transacções de compra/venda realizadas através do mercado em tempo real. Ou seja, os agentes produtores vendem energia eléctrica no mercado NZEM e os comercializadores compram neste mercado a energia para fornecerem aos seus clientes. Todavia, os produtores e comercializadores ou grandes consumidores podem estabelecer contratos bilaterais fora do mercado NZEM.

A reestruturação do sector eléctrico da Nova Zelândia incorporava inicialmente um mercado grossista diário. Em NZIER (2005a) é referido que o encerramento do mercado diário se deveu, eventualmente, às regras de mercado existentes dado que os custos de participação neste mercado eram elevados pelo que os diversos agentes começaram a preferir participar no mercado em tempo real.

No mercado em tempo real da Nova Zelândia os participantes submetem as suas ofertas de compra/venda com um dia de antecedência em relação ao dia de operação. As ofertas são formadas por blocos de preço-quantidade para cada $\frac{1}{2}$ hora do dia de operação. Contudo, as ofertas submetidas poderão ser alteradas até 2 horas antes do tempo de operação do sistema. O despacho e o preço de mercado são determinados através do equilíbrio entre o

consumo e a produção. O preço final é determinado no momento da operação e é disponibilizado no dia seguinte (*ex-post*) não sendo, geralmente, necessário utilizar contratos adicionais para efectuar correcções.

Neste mercado em tempo real é estabelecido um preço para cada um dos 48 períodos de comercialização e para cada um dos 244 nós da rede nacional. O preço em cada um desses nós é determinado de acordo com o custo de fornecimento de energia eléctrica incorporando variações nodais e o custo de fornecimento de reserva. Essas variações nodais ocorrem devido à saída de serviço de equipamentos, potência activa de perdas e situações de congestionamento na rede de transmissão. Através do modelo utilizado, a determinação do equilíbrio entre o consumo e a produção é realizado considerando os 244 nós do sistema dando origem a um padrão de preço/consumo em cada região, Zhou *et al* (2003), Lee (2004) e NZIER (2005a).

A programação e o despacho são realizados pela empresa estatal *Transpower* que é a entidade detentora da rede de transmissão da Nova Zelândia e o respectivo OS. A *Transpower* executa programas de pré despacho de 2 em 2 horas determinando os planos para o próximo dia relativos à produção dos geradores necessária para satisfazer a carga estimada. Estes programas são estabelecidos com base nas ofertas de compra e venda de energia submetidas ao mercado em tempo real, bem como através da previsão dos consumos e de perfis de produção dos agentes que não participam no mercado NZEM. Uma vez publicada a informação relativa a este processo de pré despacho, os agentes poderão analisar os preços estimados e assim efectuar as alterações que considerarem necessárias às suas ofertas de compra/venda até duas horas antes do despacho real.

A *Transpower* é a entidade responsável pela coordenação em tempo real da transmissão de energia eléctrica e pelo equilíbrio entre o consumo e a produção. Assim, a *Transpower* tem em conta os agentes produtores e consumidores que actuam no NZEM, bem como os que não participam nesse mercado e que utilizam a rede de transmissão nacional. Qualquer desvio no programa de despacho será corrigido através de instruções de operação fornecidas aos produtores de modo a satisfazer os consumos e garantir a segurança do sistema. Estas instruções incluem também a satisfação de requisitos de reserva e de potência reactiva.

O mercado de serviços auxiliares permite assegurar a operação do sistema eléctrico em condições de fiabilidade e segurança. Assim, os serviços auxiliares são contratados a

geradores (por exemplo, os serviços de controlo de frequência, de tensão e de *re-start*) e a algumas cargas que admitem reduções do seu consumo. Em Zhou (2003) é referido que os pagamentos pelos serviços auxiliares na Nova Zelândia são divididos em uma parcela de disponibilidade e uma parcela de utilização. Os custos associados aos serviços auxiliares são alocados aos agentes consumidores e às empresas distribuidoras.

2.8.2 Suporte de Potência Reactiva e Controlo de Tensão

Na Nova Zelândia o serviço de suporte potência reactiva e controlo de tensão é descrito como o despacho de potência reactiva bem como a utilização de outros recursos de suporte necessários para manter os valores de tensão dentro dos limites fixados regulamentarmente. O controlo de tensão pode ser fornecido por uma grande diversidade de recursos, sendo remunerados por este serviço determinados bancos de condensadores pertencentes à empresa de transmissão, compensadores estáticos, compensadores síncronos, e geradores que estejam a operar no limite da sua capacidade, GSCASWG (2000a) e Alvarado *et al* (2003).

O OS realiza análises de trânsito de potências para determinar as necessidades do sistema em termos de potência reactiva. Estas análises baseiam-se na solução de problemas de despacho de potência activa de tipo DC considerando uma aproximação da potência activa de perdas, Alvarado *et al* (2003).

A *Transpower*, que é a proprietária e ao mesmo tempo assegura a exploração da rede de transmissão de alta tensão, requer aos geradores o fornecimento de capacidade de potência reactiva e às companhias distribuidoras o cumprimento dos limites fixados para o factor de potência de acordo com os contratos de ligação. Estes requisitos obrigatórios são muitas vezes suficientes para assegurar o cumprimento dos níveis de tensão pretendidos no sistema, particularmente nas áreas onde o consumo e a produção são equilibrados e as linhas de transmissão estão pouco carregadas. Os geradores não são compensados por satisfazerem esses requisitos. Segundo Alvarado *et al* (2003), os geradores estão obrigados a fornecer um factor de potência mínimo correspondente a 0,87 indutivo não sendo referido qualquer valor para o funcionamento em regime capacitivo. A produção distribuída não sujeita a despacho deve manter os níveis de tensão dentro dos limites estipulados nos respectivos pontos de ligação, sendo imposta uma gama de factores de potência entre 0,85 indutivo a 0,90 capacitivo.

Na Nova Zelândia, a necessidade de suporte de tensão fora dos requisitos mínimos está limitada praticamente à região de Auckland. A *Transpower* realiza um reduzido número de contratos de longo prazo com os geradores para o fornecimento de potência reactiva de modo a permitir o suporte adicional de tensão em determinadas circunstâncias específicas. A determinação dos preços relativos a este fornecimento adicional depende da fonte que fornece o serviço. No caso dos geradores, são incluídos normalmente os custos de oportunidade por redução da potência activa vendida. Os pagamentos relativos a estes contratos realizados pela *Transpower* fazem parte dos custos de fornecimento do serviço auxiliar de suporte de tensão incluídos nos custos regulados aceites pela Entidade Reguladora Local, GSCASWG (2000b) e Alvarado *et al* (2003).

A *Transpower* actualiza anualmente as tarifas de suporte de tensão a aplicar aos consumidores. A maioria dos consumidores paga uma tarifa baseada no consumo de energia activa. As empresas distribuidoras pagam três tarifas relativas ao suporte de tensão: uma tarifa relacionada com a potência reactiva contratada, uma outra tarifa mensal relativa à potência reactiva tomada e uma última com carácter residual. O termo mensal relativo à potência reactiva tomada pode ser interpretado como uma penalidade que é multiplicada pelo excesso da potência reactiva tomada relativamente à potência reactiva contratada. O termo residual destina-se a recuperar os custos remanescentes e é alocado a todas as cargas tendo em conta o consumo de energia activa respectivo, Alvarado *et al* (2003).

2.9 Portugal e MIBEL

2.9.1 O caso Português

Até Fevereiro de 2006, o Sistema Eléctrico Nacional, SEN, estava organizado em termos do Sistema Eléctrico de Serviço Público, SEP, e do Sistema Eléctrico Independente, SEI, considerando-se que:

- o SEP era responsável por assegurar o fornecimento de energia eléctrica em Portugal. As suas actividades eram exercidas no quadro de serviço público, sendo obrigatório o fornecimento de energia eléctrica com adequados padrões de qualidade de serviço de acordo com o princípio da uniformidade tarifária;

- o SEI era composto pelo Sistema Eléctrico Não Vinculado, SENV, e pelos produtores em regime especial (energias renováveis e cogeração) que, ao abrigo de legislação própria, fornecem a sua produção às redes do SEP.

O SENV funcionava de acordo com regras de mercado, podendo cada cliente não vinculado escolher o seu comercializador de electricidade. Conforme o artigo 44 do Decreto-Lei No. 182/95, os agentes do SENV podiam aceder livremente às actividades de produção e de distribuição em Média Tensão e Alta Tensão. Os clientes não vinculados tinham direito de acesso às redes do SEP mediante o pagamento de tarifas reguladas.

A Produção Não Vinculada era exercida em regime de livre concorrência mediante a atribuição de licença por parte da Direcção Geral de Geologia e Energia, DGGE. Em Junho de 2006, o Grupo EDP era o único produtor não vinculado a operar no sistema com 1420 MW de capacidade instalada, dos quais 244 MW correspondiam a mini-hídricas.

A Rede Eléctrica Nacional, REN, explora a Rede Nacional de Transporte, RNT, em regime de concessão exclusiva. A REN, enquanto OS, é também responsável pelo planeamento e gestão técnica global do SEN, pela gestão global do SEP e pelo planeamento, projecto, construção, exploração e desactivação das infra-estruturas que integram a RNT de energia eléctrica.

A Comercialização Não Vinculada consistia na contratação de energia eléctrica para fornecimento aos clientes não vinculados requerendo a atribuição, por parte da DGGE, de uma licença sem limite temporal. Os Clientes Não Vinculados podiam escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica, tendo o direito a mudar de fornecedor até 4 vezes em cada período de 12 meses consecutivos sem qualquer custo adicional.

Entretanto, foi publicado o Decreto-Lei No. 29/2006, de 15 de Fevereiro estabelecendo os princípios de organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional, bem como as regras gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização com a finalidade de criar condições propícias ao incremento de um mercado livre e concorrencial. Os princípios constantes da Directiva nº 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, são aplicados neste Decreto-Lei. Assim, as actividades de produção e de comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença e as actividades de transporte e de distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público. Estas

actividades deverão ser exercidas tendo em conta a racionalidade dos meios a utilizar, promovendo a eficiência energética e as energias renováveis e não pondo em causa o interesse público.

De acordo com o Decreto-Lei No. 29/2006 de 15 de Fevereiro, a actividade de transporte de electricidade é separada jurídica e patrimonialmente das demais actividades desenvolvidas no âmbito SEN estando assegurada a independência e transparência do seu exercício e do seu relacionamento com as demais actividades. Dado que esta actividade é essencial para o correcto funcionamento do sistema eléctrico nacional, o seu exercício integra a função de gestão técnica global do sistema de modo a assegurar a coordenação das instalações de produção e de distribuição, com o objectivo de garantir a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema.

A gestão técnica global do SEN é da responsabilidade da entidade concessionária da RNT, ou seja, cabe à REN S.A., desempenhar, entre outras, as seguintes funções:

- assegurar a exploração e a manutenção da RNT em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço;
- gerir os fluxos de electricidade na rede assegurando a sua interoperabilidade com as redes a que esteja ligada;
- disponibilizar os serviços de sistema aos utilizadores da Rede Eléctrica de Serviço Público, RESP, através de mecanismos de compensação de desvios de energia assegurando as respectivas liquidações;
- assegurar a capacidade a longo prazo da RNT contribuindo para a segurança do abastecimento;
- assegurar o planeamento, construção e gestão técnica da RNT, permitindo o acesso de terceiros e gerir de forma eficiente as instalações e os meios técnicos disponíveis;
- prever o nível de reservas necessário à garantia de segurança do abastecimento no curto e médio prazos;
- prever a utilização dos equipamentos de produção e do uso das reservas hidroeléctricas;
- receber dos OM e de todos os agentes directamente interessados toda a informação necessária à gestão técnica global do sistema.

De acordo com o artigo 24 do Decreto-Lei 29/2006 de 15 de Fevereiro, a gestão dos trânsitos de potência na rede e a disponibilização dos serviços de sistema devem basear-se em mecanismos transparentes e competitivos, definidos no Regulamento de Operação das Redes.

Ainda em conformidade com o Decreto-Lei 29/2006 de 15 de Fevereiro, a DGGE e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ERSE, bem como outras entidades competentes no domínio específico das suas atribuições, são as entidades responsáveis pela regulação do sector eléctrico em Portugal.

Em 2004 foi publicada legislação relativa à completa abertura do mercado português de energia eléctrica, estendendo a elegibilidade aos clientes em BTE (Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro) e de BTN (Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto). No entanto, o exercício efectivo de escolha de fornecedor para os clientes em BTN teve início em Setembro de 2006.

Assim e em termos gerais, o mercado de produção português tem-se baseado na transacção de energia eléctrica através de contratos bilaterais. Os três principais agentes do mercado português detêm uma quota de mercado da ordem de 97%, Eurelectric (2005). O grupo EDP é ainda o único proprietário de unidades de produção de energia eléctrica actuando no mercado existindo, como se sabe, diversas interligações com o sistema eléctrico espanhol que têm sido crescentemente utilizadas para fins comerciais.

Contudo, prevê-se que essa quota de mercado diminua com a integração dos sistemas português e espanhol num único mercado de energia eléctrica, o Mercado Ibérico de Electricidade, MIBEL, e com o seu funcionamento efectivo. Grande parte das unidades de produção ainda é detentora de Contratos de Aquisição de Energia, CAE, pelo que será necessário proceder à sua resolução de modo que esses produtores possam participar no mercado em condições de igualdade com os demais agentes.

Neste âmbito, encontra-se já publicada legislação específica, Decreto-Lei nº 240/2004 de 27 de Dezembro, estipulando as regras a adoptar para compensar os produtores vinculados pela resolução de contratos. Estas compensações são denominadas de Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, CMEC, e de uma forma breve estão associados à diferença entre a remuneração que seria obtida ao abrigo dos CAE e a que as entidades produtoras irão obter, em cada ano, em regime de mercado.

Finalmente, os serviços auxiliares (incluindo reservas e o controlo de tensão e potência reactiva) eram geridos de forma centralizada pelo OS e as entidades produtoras vinculadas eram remuneradas de acordo com as regras estabelecidas nos CAE. Com a resolução destes contratos e com o início de actividade mais efectivo do MIBEL (já várias vezes adiada) esta forma de gestão dos serviços auxiliares irá certamente alterar-se, aproximando-se eventualmente, do que é realizado em Espanha.

2.9.2 O MIBEL

O Mercado Ibérico de Electricidade, MIBEL, constitui uma iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e Espanha correspondendo a um passo importante na construção do mercado interno de electricidade da União Europeia. Com a concretização do MIBEL, passa a ser possível a qualquer consumidor, no espaço ibérico, adquirir energia eléctrica a qualquer produtor ou comercializador que actue em Portugal ou Espanha, num regime de livre concorrência.

Podem ser agentes do mercado ibérico os produtores, autoprodutores, agentes externos ou entidades não residentes, comercializadores e consumidores qualificados. Com a entrada em vigor do Acordo Internacional assinado em Santiago de Compostela a 1 de Outubro de 2004, as entidades autorizadas em Portugal e em Espanha podem actuar neste mercado beneficiando de um reconhecimento automático, deixando de ser consideradas agentes externos, pelo que lhes serão garantidos os mesmos direitos e obrigações. Por outro lado, neste acordo também são estabelecidas as regras gerais de funcionamento deste mercado. Assim, foram estabelecidos dois pólos responsáveis pela gestão dos mercados:

- *Operador del Mercado Ibérico de Energía* – pólo espanhol, OMIE, responsável pela gestão dos mercados diário e intradiário;
- Operador do Mercado Ibérico – pólo português, OMIP, responsável pela gestão dos mercados de derivados.

Neste contexto, a OMEL passa a ser designada por OMIE e a junção dos operadores de mercado dos dois pólos, OMIP e OMIE, dará origem a um único operador denominado de Operador do Mercado Ibérico, OMI.

O OMIP fornece aos diferentes participantes instrumentos de gestão de risco, independentemente da sua dimensão, localização geográfica ou tipo de actividade. É

disponibilizado pelo OMIP um mercado complementar ao mercado por si gerido relativo a contratos OTC.

Enquanto entidade responsável pelo mercado de derivados, o OMIP desempenha um conjunto de funções necessárias ao regular funcionamento deste mercado, como por exemplo:

- a admissão dos participantes;
- definição e listagem dos contratos, bem como gestão da sua negociação;
- prestação de informação relevante aos participantes e ao público em geral, relativamente ao funcionamento do mercado a prazo, designadamente através da publicação de um Boletim de Mercado;
- supervisão, em coordenação com as Entidades de Supervisão, do funcionamento do mercado.

Finalmente, qualquer agente pode, para além de poder aceder ao mercado organizado, efectuar contratos bilaterais físicos. Todavia, para que o MIBEL possa realmente representar um mercado único, é necessário resolver ainda diversas questões pendentes. Estas incluem basicamente a coordenação da gestão do sistema de transmissão (incluindo o aumento da capacidade de interligação e a adopção de formas efectivas de tratamento dos congestionamentos), a harmonização das formas regulatórias, incluindo soluções para aspectos que poderão distorcer o desempenho do mercado integrado (CMEC em Portugal e *Costes de Transición para la Competencia*, CTC, em Espanha) e, finalmente, a existência de liquidez e competição para criar um mercado efectivo, Eurelectric (2005).

2.9.3 Serviços de Sistema do MIBEL

Segundo o documento conjunto CNE e ERSE (2002), os serviços de sistema serão divididos em obrigatórios e voluntários, utilizando-se mecanismos de contratação compatíveis em ambos os sistemas eléctricos. Assim é adoptada a seguinte formulação:

- a reserva primária constituirá no MIBEL um serviço obrigatório, não remunerado;
- o fornecimento de reserva secundária deve ser voluntário e a sua contratação será sujeito a mecanismos de mercado. Após os OS identificarem o nível de reserva secundária necessária para cada hora, deverá proceder-se à selecção dos

fornecedores desse serviço para satisfazer as necessidades de reserva a subir e a descer;

- o fornecimento de reserva terciária deverá também ser sujeito a mecanismos de mercado, tendo em conta os níveis de reserva a definir pelos OS;
- o fornecimento de potência reactiva deve, na medida do possível, ser baseado em mecanismos de mercado, considerando-se que poderão ser estabelecidos requisitos mínimos obrigatórios a ser verificados pelos diversos agentes, por motivos de segurança do sistema.

Finalmente, os consumidores poderão ser envolvidos na prestação destes serviços por via da celebração de contratos de interruptibilidade.

3 Metodologias de Suporte de Potência Reactiva/Controlo de Tensão

3.1 Aspectos Gerais

De acordo com o paradigma tradicional, o sector eléctrico encontrava-se organizado em termos de monopólios e era gerido de um modo centralizado no seio das empresas verticalmente integradas. Com o aparecimento da produção independente, diversos promotores estabeleceram contratos de aquisição de energia eléctrica de longo prazo, CAE (PPA, *Power Purchase Agreements*), visando a regulação da operação e a remuneração das suas centrais. Tipicamente, estes CAE regulavam o fornecimento de energia eléctrica, bem como o fornecimento do que hoje é conhecido como serviços auxiliares.

No âmbito dos mercados de electricidade, a potência reactiva tem recebido menor atenção devido, por um lado, ao reduzido impacto económico que apresenta quando comparado com os custos de produção de potência activa e, por outro, ao facto de o custo de fornecimento de potência activa ser estabelecido de um modo mais simples e directo quando comparado com a habitual dificuldade em atribuir um custo à potência reactiva. Todavia, esta insuficiente atenção não espelha a verdadeira importância que a potência reactiva assume, nomeadamente ao nível do controlo da tensão, na estabilidade e na segurança dos sistemas eléctricos.

Do ponto de vista histórico, este aspecto também se reflectiu no desenvolvimento de modelos matemáticos de planeamento da operação e exploração dos sistemas. Os modelos de despacho mais simplistas permitiam minimizar o custo de produção de potência activa sujeito apenas a restrições de potência activa. Os modelos subsequentes começaram a incluir restrições simplificadas de rede e só posteriormente a estes é que foram desenvolvidos modelos de optimização AC completos. Com a implementação de mercados de energia eléctrica em diversos países e com os impactos técnicos e económicos associados ao aparecimento de novas situações de funcionamento dos sistemas, a potência reactiva passou a ser encarada com maior atenção pela importância que ocupa, quer na operação quer no planeamento dos sistemas eléctricos. Este aumento de atenção tem vindo a reflectir-se, nos últimos anos, no crescente número de publicações dedicadas à potência reactiva.

Em muitos países a potência reactiva era considerada como um serviço obrigatório, não remunerado, o que significava que todos os produtores participantes no mercado eram solicitados a fornecer este serviço, não recebendo em troca qualquer compensação económica. Posteriormente, os regulamentos começaram a ser modificados no sentido de introduzir novos mecanismos competitivos, designadamente no âmbito dos serviços auxiliares através de esquemas de compensação, relacionados com o nível do suporte de potência reactiva.

Neste sentido, têm sido explorados diversos aspectos técnicos e económicos com o propósito de se desenvolverem estruturas para determinação dos requisitos necessários de potência reactiva e de fixação dos respectivos preços em ambiente de livre acesso. No seguimento da proposta da NGC, *National Grid Company*, para a criação de um mercado de potência reactiva, Dandachi *et al* (1996) descrevem o problema de suporte de potência reactiva e de determinação dos respectivos preços apresentando os requisitos e as extensões a realizar na formulação de OPF, *Optimal Power Flow*, sustentados nos requisitos da NGC. Nestas condições, foram incluídos novos requisitos para o despacho económico de potência reactiva integrando restrições da rede de transmissão e restrições de segurança. É, ainda, referido pelos autores a necessidade de coordenação entre os despachos de potência activa e de potência reactiva. Conforme Hao e Papalexopoulos (1997), a gestão e a fixação de preços para a potência reactiva em ambiente de mercado dependem de dois desenvolvimentos importantes. O primeiro relaciona-se com a separação funcional das empresas que fornecem o serviço de suporte de potência reactiva e controlo de tensão e o segundo corresponde à regulamentação de exploração das redes de modo a facilitar a coordenação entre os sistemas de produção e de transmissão para a operação fiável do sistema.

Segundo da Silva *et al* (2001) existem, essencialmente, duas metodologias alternativas que podem ser adoptadas de modo que os serviços auxiliares sejam disponibilizados ao Operador de Sistema, OS, em quantidade suficiente. A primeira corresponde a introduzir regulamentos técnicos que imponham que os agentes do sector forneçam os serviços auxiliares, enquanto que a segunda metodologia consiste na criação de um ambiente competitivo que encoraje o fornecimento destes serviços através de pagamentos adequados, bem como a recuperação das correspondentes receitas dos utilizadores do sistema de transmissão. Estes autores referem ainda que se deve prestar atenção aos dois

lados do problema através de (i) como pagar o suporte de tensão aos fornecedores e (ii) como alocar os custos incorridos aos utilizadores.

A versão final do relatório Sauer *et al* (2001), realizado para o PSERC (*Power Systems Engineering Research Center*), relativo à determinação de custos e preços dos serviços auxiliares, evidencia diversos aspectos relacionados com os serviços de suporte de potência reactiva. Neste relatório, a investigação realizada baseou-se em diversos aspectos tais como: a localização de equipamentos de produção de potência reactiva, a determinação de preços nodais de potência reactiva, o suporte de potência reactiva por entidades terceiras, a alocação da potência reactiva de perdas, a valorização da energia reactiva e, ainda, o poder de mercado associado à potência reactiva. De entre vários equipamentos de potência reactiva analisados em Stanilius (2001), os geradores e os compensadores síncronos são os que apresentam custos de instalação e de produção de potência reactiva mais elevados. Contudo, também é referido que são as fontes mais adequadas para realizar o suporte de potência reactiva, nomeadamente, os geradores situados perto de cargas relativamente elevadas.

Na literatura da especialidade é frequente encontrarem-se propostas de preços de potência reactiva baseadas nos respectivos custos de produção. Consequentemente, existe uma parcela significativa de publicações dedicadas a identificar e a classificar estes custos.

Muitas das publicações dedicadas à determinação de preços de potência reactiva baseiam-se em modelos de tipo marginal propondo-se a utilização de preços de potência reactiva com base nodal ou zonal. Por outro lado, diversos autores propõem outros métodos para a determinação de preços de potência reactiva, alguns dos quais poderiam ser implementados conjuntamente com a determinação dos preços de tipo marginal. Do lado da oferta, estes métodos incluem propostas para se determinarem separadamente as diferentes categorias de preços referentes, por exemplo, à capacidade e à utilização, aos recursos (fontes dinâmicas ou estáticas), a contratos de abastecimento de longo prazo bem como à fixação de penalidades por incumprimento do fornecimento de potência reactiva requerida ou solicitada.

Existe ainda literatura que apresenta propostas baseadas em pagamentos a efectuar aos produtores e em receitas a obter dos consumidores. Algumas dessas propostas assentam em esquemas de fixação de preços *spot* locais, enquanto que outras correspondem a propostas pouco robustas dos pontos de vista técnico e económico, pretendendo atingir, por um lado,

os objectivos práticos de recuperação dos custos totais e, por outro, procurando implementar soluções não excessivamente complexas.

Neste capítulo são apresentados os aspectos considerados mais relevantes relacionados, especialmente, com o suporte de potência reactiva e com o controlo de tensão evidenciados em diversas publicações. Serão ainda referidos determinados aspectos relativos à compensação da potência activa de perdas assim como a utilização de contratos de interruptibilidade do lado da procura.

3.2 Custos de Potência Reactiva

De acordo com Kirby e Hirst (1997) e Dingley (2002), os custos associados à potência reactiva são da ordem de 1,0% dos custos totais existentes num sistema de energia eléctrica, o que evidencia o pouco peso económico que apresenta.

A literatura divide, frequentemente, o custo da potência reactiva em duas componentes, uma fixa e outra variável. Esta divisão dos custos é importante na medida em que os preços que induzem incentivos ao investimento e à operação eficiente poderão ser repartidos pela componente fixa ou de capacidade e pela componente variável ou de funcionamento, respectivamente.

Em da Silva *et al* (2001) os custos são classificados em duas categorias: (i) custos directos ou explícitos e (ii) custos indirectos ou implícitos. Os custos explícitos correspondem aos custos fixos representados pelos custos de capital e de administração e aos custos variáveis associados com os custos de manutenção e de operação. Os custos implícitos são classificados como custos variáveis e correspondem a perdas de receitas relacionadas com a produção de potência reactiva, isto é, a custos de oportunidade. A estrutura de pagamentos a aplicar aos utilizadores do sistema de transmissão relativa ao fornecimento de potência reactiva proposta pelos autores corresponde aos seguintes custos:

- aos custos fixos corresponderia um pagamento por capacidade, baseado na disponibilidade de uma parcela da capacidade total de produção de potência reactiva;
- os custos variáveis seriam pagos através de uma tarifa de utilização calculada em função dos custos explícitos ou implícitos incorridos.

Com base nas ofertas de produção de potência activa submetidas pelos geradores e no preço marginal do sistema, o OM determina as remunerações a pagar a cada um dos geradores despachados. Se o redespacho realizado pelo OS determinar a diminuição da receita de algum desses geradores obtida no mercado diário, então esta perda de receita é denominada de custo de oportunidade incorrido por um gerador ao fornecer o serviço de suporte de potência reactiva. Assim, o custo de oportunidade incorrido por qualquer gerador pelo suporte de potência reactiva dependerá da forma como o sistema é redespachado. Adicionalmente, os custos de oportunidade incorridos por um gerador são diferentes dos custos de capacidade e de operação na medida em que os custos de oportunidade não dependem apenas das características físicas da máquina, mas também da estrutura do mercado e da forma de determinação do preço de mercado. De acordo com Sauer *et al* (2001), quando um gerador perde a possibilidade de ser remunerado no mercado de energia activa para, em alternativa, fornecer o suporte de potência reactiva, o valor de mercado associado à perda de oportunidade pode constituir uma componente chave na estrutura de remuneração a atribuir a esse gerador.

Os custos de potência reactiva incluem as características dos vários tipos de equipamentos de potência reactiva, os custos fixos destes equipamentos e a quantificação dos respectivos custos variáveis de produção.

Os custos fixos dos equipamentos de potência reactiva são simples e directos de obter nos equipamentos destinados exclusivamente à compensação de potência reactiva, tornando-se um processo mais complexo no caso dos geradores. Neste caso, o problema reside no facto de os geradores serem equipamentos de produção de energia eléctrica, produzindo em geral quer potência activa quer potência reactiva.

Consequentemente e de acordo com Alvarado *et al* (2003), existem diversos métodos propostos na literatura para quantificar a parcela dos custos de capital que deverá ser atribuída à potência reactiva. Assim, os custos fixos podem ser determinados utilizando, por exemplo, um dos seguintes métodos: custos incrementais, custos de compensadores síncronos como uma aproximação aos custos fixos, relação entre potências reactiva e aparente e método do triângulo. O custo de potência reactiva obtido com o método do triângulo consiste numa parcela do custo total do gerador e respectiva excitação por unidade de potência reactiva. Assim, esta parcela é obtida através da expressão (3.1).

$$C_g^Q = C_g^S \cdot \frac{\sqrt{S_g^2 - P_g^2}}{S_g} \quad (3.1)$$

Nesta expressão, C_g^Q e C_g^S correspondem ao custo de potência reactiva (€/Mvar) e ao custo de potência aparente do gerador (€/MVA). S_g e P_g representam a capacidade de potência aparente (MVA) e a capacidade de potência activa do gerador (MW).

Relativamente aos custos variáveis de potência reactiva, são vagamente mencionados os equipamentos que fornecem apenas o serviço de potência reactiva. Lamont e Fu (1999) e da Silva *et al* (2001) referem que os custos variáveis dos compensadores *shunt* (condensadores ou indutâncias) se relacionam com níveis de depreciação mecânica associados ao número limitado de operações de comutação que poderão ser realizadas durante a sua vida útil e à energia de perdas na rede de transmissão, dado que o suporte de potência reactiva irá influenciar o perfil de tensão que, por sua vez, irá influenciar o nível de perdas. Para os transformadores com regulação de tensão o procedimento é semelhante sendo considerado o número máximo de manobras da respectiva tomada.

A literatura apresenta um número mais elevado de referências relativas aos custos variáveis de potência reactiva associados aos geradores. Estes custos variáveis de produção assumem um carácter central nos métodos de determinação de preços locais de potência reactiva. Em Gross *et al* (2002) é analisada uma componente dominante na estrutura de custos do serviço de suporte de potência reactiva e controlo de tensão que corresponde aos custos de oportunidade. Estes custos são avaliados em função dos proveitos que um gerador obteria ao vender energia nos mercados de potência activa e do fornecimento de suporte de potência reactiva que obriga, eventualmente, à diminuição da produção de potência activa. Para este efeito, é referido que a restrição correspondente ao diagrama de capacidade dos geradores é determinante para avaliar o impacto dos respectivos custos de oportunidade.

A análise do custo económico de potência reactiva realizada por Lamont e Fu (1999) inclui os custos explícitos e os custos de oportunidade associados à produção de potência reactiva pelos geradores e os custos da potência de perdas na rede de transmissão. Os custos explícitos associados à produção de potência reactiva pelos geradores correspondem, por um lado, a custos de operação e de manutenção e, por outro, a custos de capital que representam a capacidade do gerador para produzir potência reactiva e que constituem a

parcela dominante. Os custos de oportunidade em que incorrem os geradores são determinados em função do diagrama de capacidade de cada máquina.

Hao (2003) refere dois elementos a considerar na avaliação dos custos dos geradores. O primeiro corresponde ao custo de uma capacidade extra de potência reactiva fora de um limite obrigatório fixado para os geradores e o segundo ao custo de oportunidade incorrido pelos geradores. O primeiro custo é utilizado como compensação dos geradores que fornecem uma capacidade extra de potência reactiva. O segundo serve como compensação para os geradores que incorrem em custos de oportunidade por fornecerem o serviço de potência reactiva. Enquanto que o preço associado ao custo da capacidade extra de potência reactiva pode ser o mesmo para todos os geradores, o segundo é específico a cada um dos geradores. Assim, o custo de oportunidade utilizado pelos autores é obtido em função do preço da oferta de potência activa, do desvio de potência activa face ao despacho do mercado diário e do respectivo preço de mercado.

Entretanto, em Sauer *et al* (2001) é referido que o elemento que apresenta maior relevância no custo da potência reactiva dos geradores corresponde à perda de oportunidade tanto no que se refere à produção de potência activa como a associada às transacções realizadas. Contudo, é ainda mencionado que a determinação dos custos de potência reactiva tende a ser mais previsível em termos de investimento em recursos enquanto que a determinação de preços deveria ser justificada numa gama mais alargada reflectindo o valor que o serviço fornece ao permitir realizar transacções de potência activa. Assim, estes autores referem que o controlo de tensão e o despacho de potência reactiva deve ser realizado em termos do sistema global em vez de ser realizado directamente através de transacções individuais. Neste sentido, o custo resultante de fornecer o suporte de potência reactiva pode ser significativamente diferente do valor que o seu fornecimento traz ao sistema. Apoiado neste aspecto, Ribeiro *et al* (2004) sugerem que o serviço auxiliar de reservas seja remunerado em função do benefício que proporciona ao sistema correspondente à redução do valor esperado da potência não fornecida multiplicada pelo custo atribuído ao corte de carga. Em contrapartida, sugerem que a remuneração do serviço de produção de potência reactiva seja realizado em função dos custos evitados de instalação de novas fontes de potência reactiva.

Para além dos custos referidos, Huang e Zhang (2000) propõem a determinação dos custos de transmissão associados às transacções considerando, para este efeito, três métodos. O

primeiro, corresponde a avaliar as perdas reactivas incrementais originadas por uma transacção através da comparação de dois resultados obtidos realizando estudos de trânsito de potências, sem e com transacção. De acordo com esta metodologia é necessário realizar tantos estudos de avaliação quantas as possíveis sequências ordenadas de potenciais transacções. No final, é utilizado o valor médio resultante de todas as avaliações de perdas reactivas realizadas para representar o valor da contribuição de cada nó para a potência reactiva de perdas. Porém, este método despende demasiado tempo de processamento para números elevados de transacções simultâneas sendo ainda referido que não fornece incentivos às transacções que originem a redução de perdas e de sobrecargas em linhas. O segundo método, descreve como os custos de potência reactiva podem ser determinados em função de um método de *tracing* de trânsito de potência reactiva. Este método identifica as contribuições dos fluxos de potência reactiva de um nó de produção para os nós de consumo da rede determinando a contribuição de cada um dos geradores para a alimentação das cargas reactivas. Contudo, é referido que na presença de valores elevados das admitâncias *shunt* dos ramos se torna difícil avaliar a referida contribuição, na medida em que os trânsitos de potência reactiva incluem uma forte influência daqueles elementos capacitivos.

Finalmente, no terceiro método proposto por Huang e Zhang (2000) os custos de controlo de tensão dos geradores devem ser distribuídos de acordo com o custo das perdas reactivas atribuído a cada carga. Este método baseia-se na realização de estudos de trânsito de potências de modo a calcular a contribuição de cada gerador para alimentar as perdas reactivas determinadas pela alimentação das cargas. Neste método é atribuída a cada carga uma parcela dos custos totais de controlo de tensão correspondente a uma fracção das perdas reactivas totais.

3.3 Determinação de Preços Marginais de Potência Reactiva

3.3.1 Considerações Gerais

A maior parte da literatura relacionada com a determinação de preços de potência reactiva propõe que estes preços sejam estabelecidos considerando preços marginais nodais ou zonais.

A ideia básica associada à determinação de preços nodais resulta do facto do valor da potência reactiva ser mais elevado nalguns locais do que noutros, por exemplo, perto ou

longe dos centros de consumo. El-Keib e Ma (1997) e Alvarado *et al* (2003) referem que os preços marginais nodais da potência reactiva podem fornecer incentivos para as cargas consumirem potência reactiva de um modo eficiente e para os geradores produzirem potência reactiva eficientemente.

A determinação dos preços nodais bem como o despacho de potência reactiva dependem do modelo adoptado para a resolução do problema de suporte de potência reactiva. Assim, e atendendo à diversidade de modelos propostos, a determinação dos preços de potência reactiva pode apresentar alguma diversidade. Deste modo, em Sauer *et al* (2001) o suporte de potência reactiva permite medir o impacto originado nas transferências de potência activa e determinar o valor das fontes de potência reactiva através da capacidade que essas fontes proporcionam ao permitir (ou ao impedir) as transacções de potência activa. Assim, a valorização da potência reactiva resulta do seu efeito na determinação dos preços nodais de potência activa. Hao e Papalexopoulos (1997) referem que os mercados locais de potência reactiva constituem uma forma adequada para se determinarem os preços associados aos serviços de potência reactiva e de suporte de tensão, na medida em que os geradores, as cargas ou quaisquer outras entidades terceiras participem nesses mercados. Por outro lado, em Hao (2003) a determinação destes preços envolve a recuperação dos custos de capacidade de potência reactiva e de perda de oportunidade em que incorrem os geradores que fornecem este serviço.

Estes preços marginais nodais são, geralmente, obtidos recorrendo aos coeficientes de *Lagrange* associados a determinadas restrições dos problemas propostos tal como ocorre, por exemplo, em Doña e Paredes (2001), Ongsakul e Chayakulkheeree (2006) e Verma e Gupta (2006). Em Doña e Paredes (2001), os preços marginais nodais de potência activa e reactiva correspondem a sinais económicos que poderão ajudar a definir critérios para a fixação de preços relativos aos custos de transmissão de potência reactiva e detectar responsabilidades entre as entidades de transporte e de distribuição na produção/consumo de potência reactiva.

Ongsakul e Chayakulkheeree (2006) determinam os preços referidos através da obtenção de coeficientes de *Lagrange* associados às restrições dos problemas não lineares de despacho difuso óptimo coordenado entre os mercados de contratos bilaterais, o mercado diário e um mercado de serviços auxiliares. Em Verma e Gupta (2006) os preços de potência activa e reactiva em cada nó do sistema para um determinado período

correspondem aos valores marginais de fornecimento e de consumo de potência activa e reactiva no mesmo nó e no mesmo período, sendo obtidos através da maximização de uma função de Benefício Social definida para produtores e consumidores e sujeita a restrições de operação. Ou seja, os preços marginais correspondem aos multiplicadores de *Lagrange* das equações de trânsito de potências quando é obtida a solução óptima do problema de optimização. É ainda referido que a inclusão de FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) nos modelos de OPF origina reduções significativas das potências activa e reactiva de perdas e alivia ramos congestionados diminuindo, geralmente, os preços marginais ou, pelo menos, reduzindo a sua diferenciação nodal.

Em El-Keib e Ma (1997), os preços de potência reactiva incluem três componentes. As duas primeiras, correspondem ao impacto de um incremento de potência reactiva da carga na potência activa de perdas e nas tensões nodais, respectivamente. A terceira componente mede o impacto que o incremento de 1 Mvar da potência de carga origina na capacidade de potência reactiva dos geradores, servindo de indicador para avaliar as necessidades do sistema em termos de potência reactiva a preços mais baixos.

3.3.2 Preços de Potência Activa e Reactiva

Em ambiente de livre acesso à rede de transmissão e com o aumento de novos utilizadores, a determinação dos preços de potência activa e reactiva assume um papel importante para os sistemas de energia eléctrica, não só ao nível económico como também no que diz respeito à exploração em condições de segurança. Assim, e dado que a segurança do sistema varia com o nível de carga, com a configuração da rede de transmissão e com o grau de utilização da rede por terceiros é necessário determinar, de um modo flexível e atempado, os preços de potência activa e reactiva. Segundo Moreno *et al* (2005), a combinação de um OPF com o cálculo da quantidade mínima de potência reactiva requerida a cada gerador para manter o nível de segurança do sistema origina a diminuição dos níveis de remuneração a pagar aos participantes, dado que as necessidades de potência reactiva para o controlo de tensão são muitas vezes inferiores a um valor mínimo a partir do qual o gerador é remunerado. Choi *et al* (1998) propõem um mercado conjunto de potência activa e potência reactiva em que a função objectivo corresponde à maximização do Benefício Social. Os preços de potência activa e reactiva são determinados utilizando os coeficientes de *Lagrange* obtidos na solução deste problema. Os preços marginais nodais

de potência reactiva são obtidos incorporando o factor de potência das cargas nas respectivas restrições de potência injectada.

Neste sentido, a maioria dos autores utilizam metodologias baseadas em OPF para determinar os preços de potência activa e de potência reactiva que variam de acordo com o local e com o tempo. As formulações de OPF utilizadas correspondem à minimização dos custos do sistema ou à maximização de uma função de Benefício Social sujeitos a restrições associadas aos limites de produção dos geradores, ao trânsito de potência nos ramos da rede de transmissão e ao módulo das tensões e às restrições de igualdade das potências activa e reactiva injectadas nos nós do sistema. Para cada local e para um dado instante, o preço marginal de potência reactiva corresponde à alteração sentida pelo custo do sistema devido à variação do consumo de potência reactiva no respectivo local e nesse instante. Dado que a transmissão de potência reactiva a grandes distâncias se apresenta difícil, os preços de potência reactiva podem variar significativamente entre locais, bem como os custos marginais subjacentes.

Assim, Kumar *et al* (2004) propõem um modelo de suporte de potência reactiva dos geradores e dos condensadores conjuntamente com o redespacho de potência activa dos geradores na gestão dos congestionamentos. Nestas condições, são utilizados índices de sensibilidade de trânsitos de potência reactiva permitindo ao OS identificar as zonas mais sensíveis e seleccionar, de uma forma optimizada, os geradores a serem despachados em termos de potência reactiva. A localização óptima de condensadores, relativamente a linhas congestionadas, corresponde aos nós apresentando índices mais negativos. O modelo de redespacho das transacções realizadas no *Pool* para a gestão de congestionamentos é formulado como um problema de programação não linear e é resolvido utilizando GAMS (*General Algebraic Modeling System*). A função objectivo deste problema integra três termos: o primeiro referente a custos de ajuste de potência activa dos geradores considerando ofertas de preços incrementais ou decrementais. Estes preços traduzem os valores pelos quais os geradores se encontram dispostos a ajustar a sua produção de potência activa. O segundo termo da função objectivo corresponde a custos de oportunidade a que os geradores estão sujeitos. Estes custos são calculados através do produto do ajuste de potência reactiva pelo respectivo preço de potência reactiva. Este preço de potência reactiva é calculado em função de uma expressão quadrática que traduz o custo de produção de potência activa e das potências aparente máxima e reactiva

produzida por cada um dos geradores. O terceiro termo reflecte o custo de retorno do capital investido em condensadores e é obtido através de uma taxa de depreciação aplicada ao custo dos condensadores. O problema inclui ainda restrições de limites de ajuste de potência activa dos geradores e de potência reactiva dos condensadores sendo ainda referido que o modelo pode ser modificado no sentido de incluir os agentes envolvidos em contratos bilaterais.

Em Verma e Gupta (2006) é apresentada uma formulação não linear do problema de despacho, considerando a localização de UPFC (*Unified Power Flow Controller*), para avaliar o impacto nos preços marginais nodais originados pelos trânsitos de potências activa e reactiva. Após seleccionar as localizações mais adequadas para os UPFC, é realizado um estudo de optimização, dependente dos parâmetros de controlo dos UPFC, em que se pretende maximizar o benefício de todos os participantes, isto é, maximizar uma função de Benefício Social definida para os consumidores e produtores. Este problema inclui, ainda, restrições de potência activa e reactiva injectada nos nós, limites da fase das tensões, limites dos trânsitos de potência activa das linhas de transmissão e, por último, limites dos parâmetros de controlo das UPFC. Os preços de potência activa e reactiva em cada um dos nós estão associados aos multiplicadores de *Lagrange* das respectivas equações de potências activa e reactiva injectadas quando se atinge o óptimo.

Doña e Paredes (2001) propõem um modelo de optimização desacoplado de despacho de potências activa e reactiva utilizando as funções objectivo correspondentes à minimização do custo de operação, por um lado, e à minimização de perdas de transmissão, por outro. O algoritmo de solução inclui a resolução alternada e iterada de problemas de optimização referentes à potência activa e reactiva. Quando este processo iterativo converge, é então possível calcular os preços marginais nodais de potência activa e reactiva utilizando os coeficientes de *Lagrange* de diversas restrições.

Milano *et al* (2003) apresentam um modelo baseado numa metodologia em que se pretende maximizar uma função de Benefício Social bem como a distância para a condição de exploração do sistema na máxima carga. A função objectivo agrupada incorpora dois termos, sendo cada um destes termos afectados por um peso que irá influenciar a solução final. A formulação deste problema integra um conjunto de restrições de igualdade e de desigualdade representando o sistema no limite ou em condições críticas associadas à carga máxima. O ponto crítico ou de máxima carga está associado ao limite térmico, ao limite de

tensão ou ainda ao limite de estabilidade de tensão (ponto de colapso de tensão) correspondendo à singularidade do sistema ou aos limites de controlo do sistema como, por exemplo, os limites de potência reactiva dos geradores. O problema inclui ainda restrições relativas a limites de aumentos de carga, a limites dos blocos de ofertas de potência activa dos geradores/cargas e aos limites térmicos das linhas de transmissão expressos em função da máxima intensidade de corrente. Os autores referem que o modelo proposto melhora a segurança do sistema garantindo, ao mesmo tempo, a execução física da globalidade das transacções na medida em que um aumento das margens de segurança permite acomodar níveis de carga superiores. Finalmente, assinala-se que o problema não linear resultante é resolvido pelo método de pontos interiores.

Em Papadogiannis *et al* (2004) é proposta uma solução integrada do problema de despacho de potências activa/reactiva utilizando *Simulated Annealing*. O problema proposto é formulado como um problema de optimização multiobjectivo considerando funções objectivo representando os custos de operação do sistema a curto prazo, a eficiência operacional do sistema traduzida pelas perdas na rede de transmissão e a qualidade de serviço em função do perfil de tensão para o regime estacionário. O problema incorpora variáveis inteiras para representar bancos de condensadores e transformadores com tomadas de tensão. As restrições de limites térmicos das linhas da rede de transmissão são representadas através da intensidade de corrente sendo ainda considerados os limites de potência activa, reactiva e aparente dos geradores.

Em Ongsakul e Chayakulkheeree (2006) é proposto um algoritmo de despacho difuso coordenado para o mercado de contratos bilaterais, para o mercado diário de electricidade e para o mercado de serviços auxiliares. Numa primeira fase, o problema proposto maximiza de forma agregada o Benefício Social associado aos três mercados, sujeito a restrições de equilíbrio de potências, a restrições difusas relativas a requisitos de serviços auxiliares (com base em ofertas submetidas pelos geradores em termos de AGC, de reserva girante e de reserva de operação e em função de percentagens requisitadas para cada um destes elementos) e ainda a restrições difusas de limites dos trânsitos de potência nos ramos e nos transformadores do sistema de transmissão. Na fase seguinte, é formulado um problema difuso em que se pretende minimizar os custos associados à potência reactiva e à potência activa de perdas incorporando as restrições referentes às equações de equilíbrio de potências, a limites difusos do módulo das tensões, a limites das tomadas dos

transformadores com regulação de tensão e a restrições de limites de potência reactiva dos geradores. Em cada uma destas duas fases, a função objectivo dos respectivos subproblemas difusos corresponde à maximização do menor dos graus de pertença associados às restrições difusas integradas em cada um dos subproblemas incluindo a restrição difusa referente à função objectivo determinística relativa a cada um deles.

Moreno *et al* (2005) propõem uma metodologia consistindo na formulação de dois problemas de despacho, um de potência activa e outro de potência reactiva. O problema relativo à potência activa utiliza uma função objectivo em que se pretende minimizar o custo de produção. Este problema integra as restrições de limites dos trânsitos de potência activa nos ramos da rede de transmissão modelizados em função de factores de distribuição da transferência de potência activa (PTDF – *Power Transfer Distribution Factors*). Estes factores correspondem à variação do trânsito de potência activa numa linha decorrente da variação da potência activa injectada em qualquer nó do sistema. Este problema incorpora ainda uma restrição de equilíbrio de produção e de consumo de potência activa no sistema.

O problema de despacho de potência reactiva consiste na minimização do custo total de suporte de potência reactiva e controlo de tensão com base numa função que procura reflectir o custo de potência reactiva. Esta função corresponde, basicamente, aos custos de produção/absorção de potência reactiva incorridos pelos geradores e ao custo dos bancos de condensadores admitido constante e igual ao seu custo marginal. Este problema considera a quantidade mínima de potência reactiva requerida por cada gerador para fornecer a sua própria potência activa bem como restrições correspondentes aos limites mínimo e máximo do módulo das tensões. Cada uma destas restrições é formulada em função da soma de um valor inicial do módulo da tensão no nó i e de um termo relativo à variação da tensão neste nó imposta pela variação da potência reactiva produzida em cada um dos nós do sistema. O problema inclui ainda uma restrição relacionando a potência activa e a potência reactiva de cada um dos geradores. Nesta restrição é considerada a quantidade mínima de potência reactiva requerida a cada um dos respectivos geradores para manter o controlo de tensão. Este problema de optimização é formulado como um problema de programação linear em que diversas expressões utilizadas são linearizadas recorrendo a uma matriz de sensibilidade.

Finalmente, a metodologia proposta por Zammit *et al* (2000) baseia-se num mercado de serviços auxiliares de potência reactiva para assegurar a segurança de um sistema de

energia eléctrica. O mercado de serviços auxiliares é desenhado de modo a integrar o despacho determinado no mercado diário bem como um mercado de potência reactiva. Este mercado assenta num conjunto de regras que fornecem a base analítica do algoritmo proposto para determinar as ofertas deste serviço auxiliar que devem ser aceites de modo a garantir a segurança do sistema ao menor custo global. A estrutura utilizada para realizar o despacho do mercado de serviços auxiliares consiste na comparação do desempenho das várias ofertas submetidas. Este estudo considera um número de possíveis cenários de ocorrência no período de uma semana sendo cada cenário caracterizado pela probabilidade da sua ocorrência e por índices que traduzem o seu nível de estabilidade e o respectivo custo de instabilidade. O gestor deste mercado deve definir explicitamente as margens de segurança e os níveis de qualidade que pretende atingir com o fornecimento deste serviço.

Assim, o modelo de mercado diário proposto em Zammit *et al* (2000) corresponde a um problema de optimização que maximiza uma função de Benefício Social, sujeito a restrições de equilíbrio de potências activas injectadas nos nós do sistema e a restrições de limite dos trânsitos de potência nos ramos da rede. São ainda consideradas restrições de limites de capacidade das ofertas submetidas pelos respectivos participantes no mercado bem como restrições que traduzem os efeitos que o mercado de serviços auxiliares origina na capacidade de produção dos geradores. Ou seja, as restrições de capacidade dos geradores incorporam o impacto sentido na capacidade de produção de potência activa devido ao serviço de potência reactiva a fornecer no mercado de serviços auxiliares. Para este efeito, são considerados os dados da rede e uma análise das respectivas contingências para calcular a probabilidade de uma oferta ser activada durante o período referente ao despacho. Esta probabilidade é utilizada para recalcular novos limites de capacidade de potência activa em função da potência reactiva a produzir no mercado de serviços auxiliares. Assim, este problema de optimização garante que a prioridade do lado da produção é conferida aos geradores mais baratos e a prioridade do lado do consumo é conferida às cargas com ofertas incluindo preços mais elevados.

De seguida, o modelo relativo ao mercado de serviços auxiliares corresponde a um problema de optimização em que a função objectivo consiste na maximização do benefício global relativo à segurança do sistema. Este objectivo é traduzido pela minimização do seu custo efectivo, considerando os custos reais, a probabilidade de contingências e a margem de segurança especificada. A implementação deste problema de optimização envolve a

determinação das ofertas aceites e qual a sua possível extensão para superar cada contingência predefinida, de modo a obter um nível apropriado de segurança e de qualidade no fornecimento do serviço ao menor custo global. Assim, este problema de optimização incorpora uma função objectivo correspondente à minimização do custo de segurança que corresponde à soma do custo de aceitação das ofertas submetidas, por um lado, e a um custo de actuação ponderado, por outro. Este custo de actuação ponderado consiste na soma do custo de operação associado a cada cenário ponderado pela sua probabilidade de ocorrência.

3.3.3 Mercados Locais de Potência Reactiva

Diversos autores propõem a criação de mercados locais de potência reactiva para resolver o problema de suporte de potência reactiva e controlo de tensão, Hao e Papalexopoulos (1997), Zhong *et al* (2004), Frías *et al* (2005). A principal razão para a criação destes mercados reside no facto de a potência reactiva apresentar natureza local. Neste contexto, englobam-se os níveis de segurança de tensão nos nós do sistema e atende-se ao facto do transporte de potência reactiva nos ramos de transmissão ser impraticável em grandes quantidades ao longo de extensos corredores. Por outro lado, interessa que os ramos apresentem o menor trânsito possível de potência reactiva no sentido de, por um lado, minimizar as perdas de transmissão no sistema e, por outro, libertar capacidade de forma a contribuir para viabilizar as transacções de potência activa. Deste modo, e uma vez que os serviços requeridos de potência reactiva e controlo de tensão são fornecidos localmente, estes autores propõem a criação de mercados de potência reactiva de tipo local, em vez de um mercado global do sistema.

Geralmente, são utilizados métodos baseados em OPF para determinar os preços de potência reactiva. Os problemas propostos integram restrições referentes às equações de potência activa e reactiva injectadas, limites do módulo das tensões, limites mínimo e máximo da potência reactiva dos geradores e limites de trânsito de potência activa nos ramos da rede de transmissão. Assim, Em Zhong *et al* (2004) a estrutura de mercado local proposta baseia-se na determinação de um preço de potência reactiva uniforme para cada área local. A função objectivo corresponde à minimização de uma função de remuneração global dos geradores visando obter um preço uniforme de potência reactiva em cada área de controlo de tensão. Esta função consiste em quatro termos relativos a quatro

componentes que constituem cada uma das ofertas submetidas ao OS: uma componente fixa, duas ofertas para a operação em regime indutivo ou capacitivo e uma oferta relativa a custos de oportunidade. As restrições do problema estão associadas a cada mercado local sendo adicionadas restrições de potência reactiva relacionando as respectivas áreas de controlo. Este problema inclui ainda um conjunto de restrições referentes à determinação dos preços de potência reactiva separados por cada uma das componentes incluídas nas ofertas garantindo-se que o preço de mercado, para uma dado conjunto de ofertas, corresponde ao preço da última oferta aceite.

Os autores Frías *et al* (2005) referem que a existência de apenas um mercado de capacidade de potência reactiva no sistema não é viável atendendo à natureza local da potência reactiva referindo, ainda, que alguns geradores poderão distorcer o natural funcionamento dos mercados locais de potência reactiva se forem os únicos com capacidade efectiva de controlo de tensão numa determinada área. No modelo de mercado proposto por estes autores, qualquer equipamento de potência reactiva com capacidade de controlo contínuo de tensão poderá submeter ofertas no mercado de capacidade de potência reactiva da zona respectiva. Na Subsecção 3.5.2 será apresentada mais pormenorizadamente a metodologia proposta nesta comunicação.

3.3.4 Inclusão de Custos de Capital de Potência Reactiva

Dai *et al* (2000) integram os custos de capital relativos aos condensadores no problema de optimização a utilizar para determinar os preços de potência reactiva, referindo que esta modificação torna os sinais transmitidos por estes preços mais completos. Por outro lado, Hao e Papalexopoulos (1997) consideram custos variáveis da produção de potência reactiva e afirmam que os custos de capital em que incorrem os fornecedores como parte do serviço de potência reactiva devem ser utilizados no cálculo dos preços de potência reactiva. Chattopadhyay *et al* (1995) defendem a determinação de preços nodais horários de potência reactiva para pagar os custos de operação incorridos pelos geradores no fornecimento de potência reactiva adicional. Esta parcela deverá adicionar-se ao pagamento associado aos custos fixos relativos aos condensadores.

Assim, Chattopadhyay *et al* (1995) realizam uma análise de diversos aspectos relativos ao planeamento do fornecimento de potência reactiva conjuntamente com a determinação dos respectivos preços. O problema de planeamento envolve a localização e dimensionamento

de condensadores a ligar a barramentos de consumo, tal que o custo total de investimento e de operação seja mínimo. Nesta publicação é apresentada uma análise de custo/benefício para estimar os benefícios resultantes da localização de condensadores referindo-se, ainda, que a formulação desenvolvida para a determinação de preços marginais de potência reactiva permite às empresas recuperarem os custos de investimento e de operação em que incorrem. A função objectivo utilizada neste modelo compreende a agregação dos custos de produção e dos custos da instalação de novos condensadores em vez da tradicional função objectivo de minimização das perdas do sistema ou do seu custo. A análise de custo/benefício referida é realizada de modo a determinar o dimensionamento e o custo efectivo dos condensadores. O resultado obtido é incorporado num problema de tipo OPF de forma iterativa até se obter uma solução óptima global. Deste modo, é referido que os custos fixos deverão ser pagos periodicamente com base em custos anuais de capital por cada Mvar referentes a condensadores instalados em barramentos de consumo. O pagamento relativo à parte variável do custo de potência reactiva para um dado período resulta do preço em tempo real baseado nos custos marginais nodais de potência reactiva obtidos através de coeficientes de *Lagrange* associados a diversas restrições do problema.

Em Ahmed e Strbac (2000) é apresentada uma outra metodologia para a simulação e análise de mercados para o aprovisionamento de potência reactiva combinando os custos de capacidade de potência reactiva e os custos de energia reactiva. Esta formulação admite que o despacho de potência activa é conhecido, pelo que os custos de produção de potência activa não são considerados na formulação do problema de optimização utilizado para realizar o despacho de potência reactiva. Este problema pretende minimizar o custo anual de capacidade de potência reactiva e o custo anual de utilização dos equipamentos respectivos. Este custo de utilização é determinado considerando preços oferecidos pelos agentes de mercado para produção de potência reactiva bem como o número de horas que o sistema reside em cada estado considerado. Esta formulação considera variáveis representando o módulo e a fase das tensões bem como variáveis de controlo relacionadas com as tomadas de transformadores e tensões nos terminais dos geradores. As restrições consideradas incluem as equações AC do problema de trânsito de potências, limites impostos às variáveis de estado e de controlo bem como limites associados aos equipamentos de produção/consumo de potência reactiva. Como resultado, e para cada estado considerado, obtém-se a capacidade de potência reactiva a utilizar bem como a utilização que se fará de cada equipamento em termos de produção de energia reactiva.

No mercado local de potência reactiva proposto por Zhong *et al* (2004), os fornecedores do serviço de potência reactiva comunicam as suas ofertas ao OS com base em quatro componentes: uma componente fixa (disponibilidade), duas ofertas para a operação (indutivo/capacitivo) e uma oferta relativa a custos de oportunidade. Em Lamont e Fu (1999), o despacho de potência reactiva proposto traduz-se por um problema de optimização para determinar os requisitos de potência reactiva. As variáveis de controlo correspondem ao módulo da tensão nos terminais dos geradores, à potência reactiva dos bancos de condensadores e às tomadas de tensão dos transformadores. As variáveis de estado são a potência reactiva dos geradores e a tensão nos nós de consumo. A função objectivo corresponde à minimização do custo total associado ao suporte de potência reactiva. Este serviço pode ser fornecido por várias fontes incorporando a função objectivo termos relativos ao custo dos geradores, ao custo dos compensadores, ao custo dos transformadores e ao custo de perdas activas do sistema. O problema integra as seguintes restrições: limites inferior e superior de potência reactiva, limites do módulo da tensão tanto para os nós de produção como para os nós de consumo, limites dos bancos de condensadores, limites das tomadas de tensão dos transformadores e, finalmente, restrições de igualdade correspondentes às relações entre as variáveis de controlo e as variáveis de estado através de uma matriz de sensibilidade. Todas as variáveis de controlo do problema são assumidas como sendo contínuas e a função objectivo é transformada numa função linearizada por segmentos. Deste modo, é formulado um problema linearizado que é resolvido de forma iterada. Em cada iteração é realizado um estudo de trânsito de potências para se actualizar a referida matriz de sensibilidade.

Yehia *et al* (1998) apresentam uma metodologia que incorpora o conceito de *trade-off* para resolver o problema de compensação de potência reactiva. A metodologia proposta integra aspectos económicos e técnicos que, segundo os autores, têm sido tratados separadamente ou, então, combinados numa função objectivo e nas respectivas restrições do problema. O modelo económico assenta em dois objectivos principais. O primeiro corresponde à minimização de uma função que traduz o custo total para determinar a quantidade de potência reactiva necessária e a sua distribuição pelo sistema. O segundo objectivo consiste na distribuição de uma quantidade de potência reactiva pré definida de modo a obter a mínima potência de perdas. O modelo relativo ao problema técnico corresponde à minimização da potência reactiva a alocar a cada nó do sistema admitindo constante o custo de instalação de equipamentos de produção de potência reactiva. Nestas condições, o

agente decisor detém uma gama de soluções sobre a potência reactiva a afectar e os locais a considerar.

Em Sauer *et al* (2001), a localização de equipamentos de potência reactiva é obtida utilizando um método de análise de custo/benefício e um OPF para determinar diversas opções alternativas para localização de novos equipamentos. Os autores referem que os locais alternativos para localização desses equipamentos podem ser avaliados de uma forma sistemática no sentido de servir de apoio às decisões de investimento em novos recursos de potência reactiva.

Finalmente, assinala-se que Alvarado *et al* (2003) referem que a inclusão directa dos custos de capital nos modelos de optimização poderá revelar-se pouco adequada defendendo que a estrutura de um modelo de despacho deverá considerar apenas os custos variáveis. Estes autores consideram que os custos de capital deverão ser recuperados e os seus preços determinados através de tarifas específicas de capacidade, permitindo assim que o despacho traduza o problema de operação do sistema e não seja distorcido pelos custos de capital.

3.3.5 Estrutura das Ofertas de Potência Reactiva

Nesta subsecção são apresentadas as estruturas básicas das ofertas relativas ao fornecimento do serviço de potência reactiva e controlo de tensão propostas por vários autores. Estas estruturas são parte integrante de cada um dos modelos propostos sendo o principal elemento no desenho dos mercados relativos a este serviço auxiliar.

Deste modo, Ahmed e Strbac (2000) propõem ofertas para este serviço compostas por elementos de capacidade e de utilização que reflectam os custos das duas componentes para o fornecimento do serviço de potência reactiva. É referido que estas ofertas permitem avaliar a competitividade individual dos geradores e obter indicadores para se realizar a transição de mercados de capacidade de potência reactiva para mercados de aprovisionamento de potência reactiva baseados apenas na sua utilização.

Em Zhong *et al* (2004), os participantes em cada mercado local de potência reactiva devem comunicar as suas ofertas ao OS formuladas através de:

- uma oferta de capacidade;
- uma oferta para a produção de Mvar;

- uma oferta para a absorção de Mvar;
- uma oferta associada a custos de oportunidade.

Uma estrutura de ofertas integrando custos de investimento e de operação é proposta em Chattopadhyay *et al* (1995). Estas ofertas devem ser organizadas de modo a incluírem duas componentes:

- uma fixa para contabilizar os custos de investimento em novos condensadores;
- e uma componente variável para contabilizar os custos de operação em que incorrem os geradores ao fornecerem potência reactiva adicional.

A estrutura de ofertas proposta por Ongsakul e Chayakulkheeree (2006) para o mercado de serviços auxiliares consiste em ofertas submetidas pelos geradores em termos de percentagens requisitadas de AGC, de reserva girante e de reserva de operação. Por seu lado, Papadogiannis *et al* (2004), utiliza ofertas de potência activa e ofertas de potência reactiva no problema de despacho conjunto de potências activa e reactiva. Estas ofertas integram preços e quantidades a disponibilizar. Em Moreno *et al* (2005) é proposta uma função custo de potência reactiva para os geradores. Esta função corresponde ao preço por Mvar.h pretendido pelo gerador para produzir ou para absorver potência reactiva dentro da gama de valores definida para a produção ou para a absorção em que os limites destas gamas correspondem, respectivamente, ao limite máximo e ao limite mínimo de potência reactiva do gerador. Entre estas duas gamas de potência reactiva (produção/absorção) existe uma terceira gama em que o suporte de potência reactiva não é remunerado.

Em Zammit *et al* (2000) os participantes no mercado de serviços auxiliares devem estruturar as suas ofertas de modo a poderem fornecer dois tipos de serviços auxiliares, nomeadamente, os serviços de utilização e os serviços de suporte de segurança. O serviço de utilização decorre do funcionamento do gerador em regime estacionário, tal que o seu ponto de funcionamento está associado a um par de valores de potências activa e reactiva. O serviço de suporte de segurança permite acomodar variações de potência reactiva e está conceptualmente relacionado com a reserva girante. Os participantes devem submeter as suas ofertas de potência reactiva formadas por uma quantidade de Mvar associada a um preço pretendido. Os participantes poderão fornecer um ou ambos os serviços ao mercado de serviços auxiliares.

3.3.6 Modificações e Extensões dos Métodos Propostos

Diversos autores propõem modificações e extensões relativamente às estruturas descritas anteriormente. A importância destas estruturas deve-se, principalmente, ao facto de ser possível obter preços locais tanto para a potência activa como para a potência reactiva e, por outro lado, fornecer uma base para determinar os preços de fornecimento e de consumo de potência reactiva.

Assim, El-Keib e Ma (1997) decompõem o problema OPF em duas partes. A primeira, corresponde a um problema de optimização de potência activa minimizando o custo de produção, sujeito a restrições de equilíbrio, de limites de trânsitos de potência nos ramos da rede e a restrições de limites de funcionamento dos geradores. A segunda parte do problema de optimização está relacionada com a potência reactiva, sendo minimizada a potência activa de perdas do sistema sujeita a restrições de limites de potência reactiva em cada nó, do módulo das tensões, e a limites das tomadas de tensão dos transformadores com regulação.

Por seu lado, Doña e Paredes (2001) utilizam também o princípio do desacoplamento para formular o problema de despacho. O problema global proposto por estes autores é representado através de uma formulação cuja resolução envolve duas etapas. A primeira corresponde a um modelo de potência activa e a segunda a um modelo de potência reactiva. O modelo de potência activa pretende minimizar o custo de operação, sujeito a restrições de equilíbrio, a limites de produção de potência activa, limites de trânsitos de potência activa e de intensidade de corrente nos ramos da rede de transmissão. A segunda etapa do problema, referente ao modelo de potência reactiva, pretende minimizar as perdas activas na rede de transmissão integrando restrições de equilíbrio, limites mínimo e máximo de produção de potência reactiva, limites de intensidade de corrente nos ramos da rede de transmissão e limites do módulo da tensão. Estes dois modelos foram formulados como problemas não lineares e o algoritmo de solução implica a resolução alternada e iterada dos dois subproblemas.

A metodologia de gestão de congestionamentos proposta por Kumar *et al* (2004) baseia-se na definição de zonas ou agrupamentos de nós. Esta formulação utiliza dois conjuntos de índices de sensibilidade designados por Factores de Distribuição de Congestionamentos de Potência Activa na Rede de Transmissão e por Factores de Distribuição de Congestionamentos de Potência Reactiva na Rede de Transmissão. A selecção e

participação de geradores/fontes para aliviar eventuais congestionamentos não depende apenas dos preços das ofertas submetidas, mas também dos coeficientes de sensibilidade respectivos. As zonas mais sensíveis são identificadas e agrupadas com base nos índices de sensibilidade dos trânsitos de potências activa e reactiva considerados separadamente. Os Factores de Distribuição de Congestionamentos de Potências Activa e Reactiva na Rede de Transmissão correspondem à alteração do valor dos trânsitos de potências activa e reactiva numa linha de transmissão devido à alteração da potência activa e reactiva injectadas, respectivamente, em qualquer nó do sistema. Assim, estes índices são utilizados para identificar zonas padrão em que ocorrem congestionamentos no sistema. A metodologia proposta utiliza um método de reajustamento das transacções de modo a ultrapassar os problemas de congestionamento. As zonas padrão de congestionamentos são classificadas em diversos tipos de acordo com os índices obtidos. Assim, uma zona padrão de congestionamento do Tipo 1 é definida como uma zona apresentando índices de valores elevados e não uniformes. As zonas do Tipo 2 ou superior são definidas como aquelas que apresentam índices com valores baixos ou índices similares entre si. Nestas condições, as transacções existentes em zonas do Tipo 1 apresentam um impacto crítico e desigual nos trânsitos de potência das respectivas linhas de transmissão. No caso das transacções fora da zona mais sensível (zona do Tipo 1), a sua contribuição para os trânsitos de potência nas linhas é muito reduzida. Assim, a identificação das zonas de congestionamento permite realizar o redespacho para aliviar a rede de transmissão em caso de emergência e utilizar em condições normais os ajustes dos próprios utilizadores do sistema.

Verma e Gupta (2006) apresentam uma metodologia para apoio à localização de FACTS para a gestão de congestionamentos, bem como um problema de optimização não linear integrando FACTS para avaliar o impacto nos preços marginais originados pelos trânsitos de potências activa e reactiva. A localização dos FACTS é realizada em função de coeficientes de sensibilidade obtidos através de índices de performance do trânsito de potência activa nas linhas de transmissão e de três parâmetros de controlo (módulo e fase da tensão e intensidade de corrente). Estes coeficientes podem ser obtidos para o caso de operação do sistema em condições normais ou para situações de contingência.

O algoritmo de despacho difuso para o mercado de contratos bilaterais, para o mercado diário e para o mercado de serviços auxiliares proposto em Ongsakul e Chayakulkheeree (2006) é decomposto em dois subproblemas:

- um subproblema difuso de maximização da função de Benefício Social integrando ofertas de corte de carga e resolvido através da programação linear inteira mista difusa;
- um subproblema difuso de minimização combinando custos de potência reactiva e custos de potência activa de perdas, o qual é resolvido através de programação linear difusa.

Em Papadogiannis *et al* (2004) é apresentado um algoritmo de resolução de um problema de despacho de potências activa/reactiva. Esta formulação integra funções objectivo associadas ao custo de produção, ao valor das perdas e ao perfil de tensão. O problema é estruturado em duas fases correspondendo a primeira à identificação de uma solução não dominada. Na segunda fase do algoritmo pretende-se melhorar essa solução através da resolução de problemas de optimização considerando apenas uma das funções objectivo referidas sendo utilizado o *ε -constrained method* para este efeito.

Yehia *et al* (1998) apresentam uma metodologia integrando aspectos económicos e técnicos de um problema de compensação de potência reactiva. Numa primeira fase é resolvido um problema em que são avaliados os custos resultantes de adicionar novos compensadores comparativamente com a redução de perdas nas linhas de transmissão. Este modelo minimiza uma função custo contendo a soma dos custos anuais de capital e de operação. Na segunda fase, é formulado um problema de índole técnica que corresponde à alocação de potência reactiva de modo a satisfazer as restrições de limite do módulo das tensões e de limite de potência reactiva dos geradores ligados ao sistema. A variação do módulo da tensão nos nós do sistema é determinada em função dos elementos de uma matriz de sensibilidade obtida através da inversa da sub matriz Jacobiana que integra os termos $\partial Q/\partial V$ e da potência reactiva alocada aos diferentes nós. Finalmente, na terceira fase é formulado o problema económico de compensação de potência reactiva. Este problema pretende minimizar as perdas nos ramos da rede de transmissão. A diferença deste modelo, comparativamente com o primeiro, reside no facto de se admitir constante a capacidade total da potência reactiva a distribuir. Este problema deve ser executado para um conjunto de valores pré especificados de potência reactiva considerando os resultados obtidos nas duas fases anteriores.

Em Sauer *et al* (2001) é destacado o facto de que as questões associadas ao suporte de tensão e à alocação da potência reactiva de perdas correspondem a um problema

equivalente ao de alocação da potência activa de perdas, podendo-se adoptar uma formulação similar. Neste estudo, os autores compararam vários métodos para a alocação da potência reactiva de perdas tais como um método de tipo *pro rata*, um método de natureza incremental, o método de *Aumann-Shapley* e o método de fluxo único. Estes autores verificaram que com a utilização de cada um destes métodos se obtêm pequenas diferenças na alocação da potência reactiva. Deste modo, concluíram que a escolha da metodologia a utilizar na resolução deste tipo de problemas de alocação não é uma questão crítica na medida em que não existe nenhum método que possa ser declarado como sendo o mais exacto apresentando, por outro lado, os resultados obtidos poucas diferenças.

3.4 Alocação de Custos de Potência Reactiva

Nesta secção são apresentadas várias propostas formuladas por diversos autores para a alocação de custos de potência reactiva. Assim, começa-se por referir as tarifas pelo consumo directo de potência reactiva, que corresponde a um método amplamente utilizado na prática. São ainda apresentados o problema de reconciliação dos preços resultantes de formulações de tipo marginal com os custos associados a este serviço, a utilização de tarifas de potência reactiva múltiplas e o auto fornecimento de potência reactiva.

Neste âmbito, Hao e Papalexopoulos (1997) referem que sendo a determinação de preços baseada em standards de desempenho e na atribuição da responsabilidade dos custos às cargas, o OS efectua os pagamentos aos geradores com base nos custos da sua capacidade de potência reactiva, pagando as cargas o serviço de potência reactiva como uma parte da tarifa do serviço de rede de transmissão.

3.4.1 Tarifas pelo Consumo Directo de Potência Reactiva

Para além de analisar a estrutura de custos de fornecimento de potência reactiva, já referida em 3.1 e em 3.2, da Silva *et al* (2001) analisam igualmente a forma como estes custos devem ser recuperados ou alocados aos utilizadores das redes de transmissão. Em primeiro lugar, estes autores referem que a construção destas estruturas tarifárias deve considerar um número elevado de detalhes de forma a captar as especificidades deste serviço e induzir um nível adequado de produção de potência reactiva. Do ponto de vista da rede de transmissão, deve-se optar por um modelo que considere o carácter local deste serviço bem como a volatilidade que poderá existir ao longo do dia. Por outro lado, em muitos sistemas

pode ser importante haver uma elevada flexibilidade optando-se por equipamentos que possam produzir e absorver potência reactiva. Do ponto de vista da estrutura de pagamentos, estes autores consideram ser necessário:

- recuperar custos fixos e variáveis desejavelmente através de uma tarifa de capacidade e de uma tarifa de utilização;
- que os fornecedores deste serviço obtenham uma remuneração adequada, o que poderá levar a optar pela adopção de uma taxa de remuneração dos activos associados a esta actividade.

A remuneração referida deverá ser paga pelos consumidores e empresas distribuidoras pretendendo-se igualmente incentivar a participação de alguma produção embebida nas redes de distribuição no fornecimento deste serviço. Segundo estes autores, uma das alternativas mais atractivas consiste em tarifar o consumo de potência reactiva pelas empresas distribuidoras ou pelos consumidores directamente ligados às redes de transmissão. Desta forma, as empresas distribuidoras seriam incentivadas a contratarem, ainda que parcialmente, o fornecimento de potência reactiva a alguma produção embebida de modo a evitar o pagamento destas tarifas ao operador da rede.

Chu *et al* (2004) propõem um método directo para a alocação dos custos de potência reactiva adquirida através de contratos ou através de mercados de ofertas. Este método utiliza a teoria básica dos circuitos efectuando uma partição da matriz das admitâncias nodais de modo a calcular a repartição de potência reactiva e alocar os respectivos custos. Assim, através da Teoria dos Circuitos é deduzida uma expressão para a tensão nos nós de consumo em função de todas as fontes de tensão existentes no circuito. Ou seja, é obtida uma função que relaciona a tensão em cada nó carga com a tensão nos nós de produção, permitindo quantificar uma componente de desvio da tensão incluída na tensão de cada um dos nós de consumo. Em seguida, esta componente de desvio é utilizada para obter a potência reactiva que cada carga adquire a cada gerador. Estes autores referem que este método permite identificar a fonte e calcular a quantidade de potência reactiva fornecida a cada barramento de consumo. Finalmente, é determinado o custo da potência reactiva obtida a partir de diferentes fontes considerando ofertas de venda submetidas ao mercado. Os aspectos relacionados com a potência activa não são incluídos nesta formulação, tal como questões relativas à alocação da potência de perdas referindo-se que os custos

respectivos devem ser incluídos nas tarifas de uso da rede, sendo preferível tratar este problema separadamente do problema analisado nesta publicação.

3.4.2 Reconciliação entre Preços Marginais e Custos Totais

Os preços marginais nodais de curto prazo não permitem, em geral, recuperar os custos totais de capital e de operação relativos ao fornecimento do serviço de potência reactiva. Nestas condições, Alvarado *et al* (2003) referem que os preços e as tarifas locais pelo consumo directo podem servir como uma base para a alocação dos custos de potência reactiva sendo, ainda, necessário desenvolver mecanismos adicionais para recuperar os custos totais associados a este serviço.

No sentido de promover a eficiência económica na utilização dos recursos é desejável, segundo Alvarado *et al* (2000), que a alocação de custos seja baseada em preços marginais uma vez que estes são compatíveis com o ambiente económico competitivo. Assim, são sugeridas duas formas para realizar a reconciliação dos preços marginais com a necessidade de recuperar a totalidade dos custos. A primeira consiste em alterar os preços marginais nodais de modo que as receitas daí decorrentes igualem os custos totais de potência reactiva. A segunda corresponde à utilização do método de *Aumann-Shapley*, sendo referido que a sua aplicação pode ser vantajosa para determinar as tarifas de forma a que as receitas obtidas igualem os custos.

Filho *et al* (2000) apresentam uma metodologia que aplica a Teoria de Jogos Cooperativos para alocar os custos de fornecimento de potência reactiva e de perdas. Esta metodologia considera um sistema onde se efectuam transacções de energia eléctrica baseadas em contratos bilaterais entre geradores e cargas. Os contratos bilaterais realizados pelos agentes envolvidos correspondem à transacção de quantidades de potência activa. A cada uma dessas transacções de potência activa poderá estar associada uma quantidade de potência reactiva que, no entanto, não é parte integrante dos contratos entre os geradores e as cargas. Deste modo, a potência reactiva associada às respectivas transacções de potência activa é fornecida pelo sistema de transmissão. Neste artigo, a primeira etapa no cálculo dos preços de potência reactiva consiste em determinar o custo total do suporte de potência reactiva. Este custo total é obtido pela solução de um problema de tipo OPF em que a função objectivo corresponde à minimização do custo de alocação de potência reactiva. O ponto principal desta formulação corresponde ao cálculo do custo marginal de

fornecimento de potência reactiva. Assim, o cálculo do custo marginal de potência reactiva admite que a carga reactiva associada a cada transacção será aumentada na mesma proporção da potência activa transaccionada. Nestas condições, os custos de transmissão e os custos de outros serviços como, por exemplo, os custos de potência reactiva e de perdas são partilhados pelas coligações formadas com os agentes fornecedores destes serviços.

Em Ojeda *et al* (2004) é proposta uma metodologia para recuperar o custo associado ao serviço auxiliar de suporte de potência reactiva fornecido pelos geradores, assim como por outras fontes (bancos de condensadores e de indutâncias, compensadores síncronos, ...) com base na avaliação do incremento da fiabilidade proporcionado ao sistema. A metodologia proposta baseia-se no método de *Shapley* para resolver o problema de alocação de custos de novas fontes de potência reactiva necessárias quando o sistema sofre desvios de tensão devido a contingências na rede de transmissão e/ou na produção. Este método baseia-se na identificação de todas as coligações em que cada utilizador poderá participar calculando-se o custo associado a essa coligação com e sem a presença desse utilizador. A soma destas variações de custos pesadas pela probabilidade de ocorrência de cada coligação corresponde, então, ao custo atribuído a esse utilizador. Para cada estado do sistema, a repartição do mínimo custo de instalação de nova capacidade de produção de potência reactiva é obtido através do fraccionamento dos desvios de tensão causados pela contingência considerada. Finalmente, os custos unitários obtidos pelo método de *Shapley* são multiplicados pelos respectivos desvios de tensão resultando, assim, nos custos alocados a cada um dos consumidores pelo serviço de potência reactiva prestado no estado considerado. Nestas condições, o custo total do fornecimento de potência reactiva é repartido por todos os consumidores, considerando os autores que se obtém assim uma repartição mais eficiente e justa. Nesta formulação e para cada estado considerado, é resolvido um problema de optimização em que a função objectivo corresponde à minimização do custo de instalação de novos recursos de potência reactiva. Esta função custo agrupa dois termos: o primeiro corresponde ao custo de instalação de fontes de potência reactiva capacitiva enquanto que o segundo termo está associado ao custo da instalação de fontes de potência reactiva indutiva. Neste problema as restrições consideradas correspondem às equações das potências activa e reactiva injectadas, a restrições de limites do módulo da tensão, de tomadas dos transformadores com regulação de tensão bem como de capacidade de novos equipamentos de produção de potência reactiva.

3.4.3 Tarifas Múltiplas e Auto Fornecimento

Gil *et al* (2000) propõe a recuperação total dos custos através de duas tarifas de potência reactiva. Na primeira, as empresas distribuidoras e os grandes consumidores devem pagar preços marginais nodais de potência reactiva relativos aos seus consumos. Na segunda tarifa, qualquer custo de fornecimento de potência reactiva não recuperado através da primeira tarifa deve ser recuperado utilizando um acréscimo ao preço das transacções realizadas no mercado diário, *Pool*.

Hao e Papalexopoulos (1997) referem que um cliente da rede de transmissão deve ter a possibilidade de fornecer parcelas ou a totalidade da potência reactiva necessária para dar apoio às suas transacções, em conformidade com a sua capacidade para o garantir. Sendo impraticável para os clientes da rede de transmissão o fornecimento de potência reactiva ao longo de extensos corredores, estes autores propõem que seja encorajada a criação de mercados locais de potência reactiva utilizando preços zonais. No caso dos clientes da rede optarem pelo auto fornecimento de potência reactiva, o serviço deve ser coordenado com o operador da rede sendo necessário a transacção de capacidade de potência reactiva entre diferentes zonas.

Em Alvarado *et al* (2003) é referido que este tipo de mercados bem como o auto fornecimento de potência reactiva é irrealista na medida em que as propriedades físicas da potência reactiva, particularmente as dificuldades de transporte, não permitem a criação de mercados competitivos a nível global.

3.5 Outros Métodos de Alocação de Custos de Potência Reactiva

Diversos autores propõem outros métodos para a determinação de preços de potência reactiva, alguns dos quais podem ser implementados conjuntamente com os preços marginais nodais (Choi *et al* (1998), Verma e Gupta (2006)). Nestas formulações pretende-se maximizar uma função de Benefício Social considerando-se restrições de potência activa e reactiva do sistema, restrições relativas à capacidade de produção dos geradores e ao factor de potência das cargas de forma a determinar conjuntamente os despachos das potências activa e reactiva. Nestas condições, Choi *et al* (1998) obtêm os preços de potência activa e reactiva em tempo real a partir dos coeficientes de *Lagrange* do problema. Em Verma e Gupta (2006) os preços nodais das potências activa e reactiva, para um determinado período de comercialização, correspondem aos valores marginais relativos

ao fornecimento e consumo de potência activa e reactiva em cada nó do sistema para esse período.

Os métodos apresentados em seguida poderão ser classificados como propostas que consideram preços separados por diferentes categorias de custos ou de recursos, propostas para contratos de fornecimento de longo prazo e propostas relativas à fixação de penalidades por falha de fornecimento de potência reactiva requerida.

3.5.1 Preços Separados por Diferentes Custos/Recursos

Em Gil *et al* (2000) e em da Silva *et al* (2001) são propostos mercados de capacidade de potência reactiva e de energia reactiva. Estas propostas resultam do facto de os custos de potência reactiva integrarem componentes relativas à capacidade e à produção, ou seja, custos de capital e de energia reactiva, respectivamente. É ainda referido em da Silva *et al* (2001) que a componente relativa à produção de energia reactiva deve incluir os custos de oportunidade incorridos pela perda de receita de produção de potência activa. Em Hao (2003), o preço para a capacidade extra de potência reactiva pode ser o mesmo para todos os geradores enquanto que o preço associado ao custo de oportunidade é específico de cada um dos geradores. Nesta formulação é utilizada uma função de custo de oportunidade que depende do preço da oferta de potência activa, do desvio de potência activa face ao despacho do mercado diário e do respectivo preço de mercado.

Neste âmbito, e tal como já foi referido em 3.3.4, Ahmed e Strbac (2000) propõem uma formulação de tipo OPF, denominada SCROPF, *Security Constrained Optimal Power Flow*, em que se admite existirem ofertas de capacidade e de fornecimento de energia reactiva sendo a selecção das ofertas determinada pela minimização do custo global envolvido. Este custo é avaliado numa base anual sendo considerados diversos estados de residência do sistema e as respectivas durações. Nesta publicação indica-se ainda que, após a reestruturação do sistema eléctrico em Inglaterra e Gales, a *National Grid Company*, NGC, realizou acordos anuais com as empresas produtoras para o fornecimento de potência reactiva em que se especificava o montante global anual a pagar. As tarifas incluíam dois termos, verificando-se que os pagamentos por capacidade correspondiam a 80% do total, sendo os restantes 20% pagamentos por utilização efectiva. Após 1998, a NGC passou a organizar leilões bianuais para alocação deste serviço integrando as ofertas termos de capacidade e de utilização. Os agentes seleccionados obtêm então contratos

bilaterais sendo pagos de acordo com os preços de capacidade e de utilização. No entanto, é ainda possível solicitar potência reactiva a geradores não despachados. Neste caso, o pagamento faz-se ainda através de tarifas de capacidade e de utilização.

Ainda neste âmbito, Ribeiro *et al* (2004) referem que, quando os geradores fornecem o serviço de produção de potência reactiva, a determinação do preço que cada gerador deve receber por este serviço não é uma tarefa fácil. Deste modo, estes autores sustentam que um critério possível corresponde a efectuar pagamentos proporcionalmente aos custos evitados de instalação, por exemplo, de novos bancos de condensadores e de indutâncias. Assim, estes autores consideram que o controlo de tensão pode ser realizado, basicamente, através da instalação de bancos de condensadores/indutâncias no sistema de transmissão, ou através da injeção/absorção de potência reactiva associada aos geradores, aos compensadores estáticos ou aos compensadores síncronos. Por outro lado, os ajustes das tomadas dos transformadores com regulação de tensão desempenham também uma função importante no controlo de tensão através de um redireccionamento dos fluxos de potência reactiva. Nestas condições, Ribeiro *et al* (2004) apresentam uma metodologia para determinação das remunerações a atribuir aos geradores que fornecem o serviço de potência reactiva de acordo com os referidos custos evitados. Esta metodologia consiste na resolução de um problema de OPF para calcular os menores custos de instalação de novas fontes de potência reactiva sendo aplicado, em seguida, o método de *Aumann-Shapley* para distribuir esses custos pelos geradores com capacidade de fornecer esse serviço evitando a instalação de novos equipamentos e os respectivos custos associados. Finalmente, estes autores referem que esta metodologia pode ser utilizada pelo OS para estimar o preço máximo a ser pago aos geradores que fornecem este serviço, por um lado, e permitir ao OS adquirir os serviços auxiliares com a máxima eficiência e ao menor custo possível, evitando poder de mercado que pode ser exercido por alguns geradores situados em localizações privilegiadas.

Em Xu *et al* (2001) são propostos conceitos e esquemas para a avaliação equitativa do suporte de potência reactiva sendo realçado que a avaliação dos serviços de suporte de potência reactiva deve basear-se na contribuição de cada agente para a segurança e estabilidade do sistema. O problema de avaliação de potência reactiva foca essencialmente os aspectos relacionados com as fontes dinâmicas de potência reactiva. Neste sentido, os autores introduziram o conceito de curvas de valor para quantificar a importância relativa

da potência reactiva fornecida por estas fontes. O conceito de curvas de valor decorre da contribuição que uma fonte de potência reactiva tem no valor da margem de segurança do sistema através da sua produção de potência reactiva, reflectindo também o valor da potência reactiva de reserva da respectiva fonte. Assim, as curvas de valor medem a importância relativa de cada uma das fontes de potência reactiva não tendo uma relação directa com os custos das respectivas fontes (custos de investimento ou de oportunidade). Deste modo, uma fonte de potência reactiva pode ter elevados custos e ainda assim apresentar uma curva de valor reduzida. Neste caso, pode não ser economicamente vantajoso para a fonte fornecer o serviço de suporte de potência reactiva. Contudo, é referido que a curva de valor corresponde ao factor principal que deverá ser utilizado para determinar o nível de compensação a atribuir a uma fonte de potência reactiva. Através destas curvas, o OS pode implementar esquemas de compensação robustos na medida em que estas curvas podem ser convertidas em curvas de preço dos diferentes fornecedores de potência reactiva. A construção das curvas de valor referidas baseia-se na necessidade de manter o grau de segurança do sistema e na compensação equivalente de potência reactiva. Quando se reduz a produção de potência reactiva de uma fonte, o perfil de tensão e a margem de segurança irão alterar-se, pelo que é necessário adicionar outras fontes de produção de potência reactiva ao sistema. A nova produção de potência reactiva adicionada reflecte o valor da fonte cuja produção foi decrementada. Segundo estes autores, a construção da curva de valor de potência reactiva de uma fonte envolve usualmente a realização de 10 a 20 estudos de trânsito de potências, de modo que o esforço computacional global é elevado.

Huang e Zhang (2000) propõem a realização de investimentos em equipamento de potência reactiva dividindo o suporte de potência reactiva dos geradores em duas funções: fornecimento de potência reactiva e controlo de tensão. Estes autores defendem uma estrutura de pagamentos de modo a alocar o custo do suporte de potência reactiva dos geradores às ofertas das cargas e aos contratos bilaterais numa base de operação em tempo real. É ainda referido que a matriz de sensibilidade de potência reactiva, derivada do algoritmo de trânsito de potências utilizando o método do desacoplamento rápido, é utilizada para determinar o padrão de alocação do custo de fornecimento de potência reactiva. Por outro lado, estes autores desenvolveram uma formulação que considera as perdas reactivas para tarifar os custos de controlo de tensão dos geradores.

No mercado de potência reactiva proposto em Hao (2003), o OS tem a responsabilidade de gerir os serviços de potência reactiva. A formulação proposta apresenta três características fundamentais:

- os produtores estão obrigados a fornecer o serviço de potência reactiva em proporção da sua produção de potência activa;
- pretende-se otimizar e integrar a procura de potência reactiva com a operação do mercado para obter uma solução de menor custo;
- são consideradas as interacções entre a potência activa e a potência reactiva no cálculo do custo de oportunidade dos geradores.

Esta formulação utiliza uma modelização simplificada e vários aspectos relacionados com a gestão da potência reactiva sendo construídas curvas de custo de potência reactiva em função de custos de capacidade extra e de custos de oportunidade. Em seguida, as necessidades do sistema em termos de potência reactiva para o dia seguinte são determinadas através de um problema de optimização não linear. A função objectivo corresponde à minimização dos custos globais de potência reactiva considerando o custo de capacidade extra de potência reactiva e custo de oportunidade e pretendendo manter a estabilidade de tensão. Os autores referem que as curvas de custo de potência reactiva podem ser construídas pelo OS desde que lhe sejam comunicados todos os dados necessários para a sua determinação. No entanto, os participantes no mercado podem submeter as respectivas curvas de custo de potência reactiva depois de executado o mercado diário. Contudo, alertam para o facto de ser preferível atribuir essa responsabilidade ao OS uma vez que, atendendo à natureza local da potência reactiva, poderá reduzir-se a possibilidade de alguns participantes tentarem exercer localmente o poder de mercado.

3.5.2 Contratos de Fornecimento de Longo Prazo

Para mitigar a possibilidade de ser exercido poder de mercado, Gil *et al* (2000), Hao e Papalexopoulos (1997) e Frias *et al* (2005) consideram que o fornecimento de potência reactiva deverá ser realizado através de contratos de longo prazo. Gil *et al* (2000) propõem que os mercados de energia reactiva e de capacidade de potência reactiva funcionem com base em ofertas de longo prazo submetidas pelos respectivos agentes produtores ou

proprietários de outros equipamentos de controlo. A criação destes dois tipos de mercados está relacionado com o facto de a componente do preço marginal de potência reactiva associada às perdas apresentar apenas uma ligeira variação temporal (na ordem de um dólar americano por Mvar.h). Por seu lado, a componente do preço de potência reactiva associada à segurança do sistema é usualmente muito reduzida, mas nos períodos em que a segurança do sistema é ameaçada estes preços poderão atingir valores muito elevados. Deste modo, atendendo ao diferente comportamento dessas duas componentes, Gil *et al* (2000) defendem a criação de dois mercados, um para a energia reactiva relacionado com a minimização dos custos da potência activa de perdas e outro de capacidade de potência reactiva relacionado com os aspectos de segurança. Nestas condições, os agentes cujas ofertas são aceites têm a obrigação de fornecer os serviços de potência reactiva e de regulação/controlo de tensão devendo ser remunerados através do produto da respectiva quantidade por um preço marginal nodal correspondente à minimização de perdas do sistema. Quanto aos agentes seleccionados no mercado de capacidade, os autores Gil *et al* (2000) consideram que deveriam receber um pagamento por capacidade pelo serviço associado à segurança de tensão do sistema de modo a evitar efeitos indesejados resultantes da elevada volatilidade dos preços marginais associados a este serviço de regulação. Estes autores referem, ainda, que no mercado de energia reactiva o OS deveria pagar as perdas activas adicionais nesses equipamentos resultantes do fornecimento do serviço prestado com base no preço *spot* horário da energia activa.

Frías *et al* (2005) propõem um mecanismo competitivo para o aprovisionamento de potência reactiva baseado em mercados de capacidade de longo prazo estabelecidos em cada área de controlo de tensão através de um leilão anual. Neste trabalho são identificados dois produtos a serem negociados. O primeiro refere-se à capacidade de produção de potência reactiva e o segundo produto corresponde à capacidade de absorção de potência reactiva. Estes dois produtos são requeridos pelo OS para serem disponibilizados durante todo o dia na operação do sistema eléctrico. Nesta publicação é desenvolvido um mecanismo de mercado baseado num leilão anual de ofertas de capacidade de potência reactiva das fontes existentes e até mesmo de novas fontes considerando do lado da procura uma curva de consumo de potência reactiva previamente construída pelo OS. Segundo estes autores, a adopção dos mercados zonais de capacidade propostos visa reduzir o exercício de poder de mercado propício a alguns geradores. Referem ainda que, dada a natureza local da potência reactiva, a existência de apenas um mercado de

capacidade para todo o sistema não é viável verificando-se que, mesmo em mercados locais de potência reactiva, alguns geradores poderão exercer o poder de mercado se forem os únicos com capacidade efectiva de controlo de tensão numa determinada área. Contudo, atendendo a que os investimentos em novos equipamentos de produção de potência reactiva e os tempos de construção respectivos são muito inferiores aos necessários para os equipamentos de potência activa, o desenho dos mercados de potência reactiva deverá induzir a entrada de novos agentes construindo novas instalações, se tal for atractivo.

Com base no preço das ofertas de potência reactiva e nas restrições técnicas envolvidas no problema de planeamento de potência reactiva, Bhattacharya e Zhong (2001) propõem uma formulação com duas etapas para identificarem os contratos de potência reactiva mais benéficos para o OS. A capacidade de potência reactiva dos geradores bem como os custos de oportunidade relativos ao fornecimento de potência reactiva são incluídos no modelo, sendo a incerteza associada à carga reactiva e às ofertas de potência reactiva dos diversos agentes incorporada através de simulações de Monte Carlo. Como resultado da resolução deste problema identifica-se o conjunto de contratos de fornecimento de potência reactiva que melhor se adequa à procura esperada pelo OS.

El-Araby *et al* (2005) apresentam um problema que pretende minimizar os custos da procura de potência reactiva e os custos de operação em vários estados do sistema. Os autores referem que o modelo desenvolvido permite determinar os contratos de longo prazo de potência reactiva mais benéficos satisfazendo o nível de segurança do sistema e garantindo pagamentos adequados pelo serviço de suporte de potência reactiva. A parcela de custos de potência reactiva da função objectivo corresponde aos custos da capacidade extra de potência reactiva para além de uma margem especificada que os geradores estão obrigados a fornecer e ainda aos custos de oportunidade. Os custos de operação incluem os custos da potência de perdas no estado normal e os custos de controlo nos estados de emergência. Neste esquema de mercado de potência reactiva são considerados os geradores e os compensadores síncronos como sendo os únicos equipamentos elegíveis para o fornecimento deste serviço auxiliar. Esta formulação inclui uma restrição respeitante à limitação dos geradores ao produzirem simultaneamente potência activa e potência reactiva correspondente ao diagrama de capacidade de cada um dos geradores.

Zhong e Bhattacharya (2002b) apresentam um modelo de mercado de potência reactiva baseado num leilão de preço uniforme. Os autores tiveram em conta as questões de poder

de mercado procurando identificar os locais onde as vantagens estratégicas decorrentes do carácter local deste serviço originam poder de mercado necessitando ser removidas através da instalação de novos equipamentos. Assim, o mercado de potência reactiva proposto pelos autores apoia-se essencialmente em dois aspectos. O primeiro corresponde a uma função de pagamento esperado aos geradores que fornecem o serviço de potência reactiva. Esta função engloba os vários custos em que os geradores podem incorrer tendo em conta o regime em que se encontrem a operar. O segundo aspecto refere-se ao custo de perdas activas que ocorrem no circuito do campo rotórico de um gerador associado à produção ou à absorção de potência reactiva. O modelo proposto por Zhong e Bhattacharya (2002b) apresenta ainda os seguintes aspectos:

- o OS, ou uma entidade similar, opera este mercado sendo o único contratante dos serviços de potência reactiva pelo que o mercado apresenta uma estrutura monopsónica. O OS convoca os fornecedores deste serviço a efectuarem as suas ofertas de potência reactiva;
- o mercado funciona com base em contratos de longo prazo, pelo que as flutuações do consumo a curto prazo, as reservas ou a existência de preços elevados de potência activa não afectarão o preço da potência reactiva;
- o mercado corresponde a um leilão de preço uniforme pelo que todos os fornecedores seleccionados são remunerados com base no mesmo preço. Este preço corresponde ao preço mais elevado de todas as ofertas que forem aceites.

Finalmente, Sauer *et al* (2001) referem-se ao problema de concentração do mercado de fornecimento de potência reactiva num número reduzido de agentes procurando avaliar o grau de concentração utilizando o Índice de *Herfindahl-Hirschman*. Estes autores descrevem uma metodologia que permite avaliar o grau de concentração do fornecimento deste serviço do ponto de vista nodal considerando, para este efeito, coeficientes de sensibilidade relativos à tensão em cada nó relativamente a cada nó em que esteja ligado um equipamento de produção de potência reactiva. Obtém-se assim, para cada nó do sistema, um índice que avalia o grau de concentração do fornecimento deste serviço. Se se verificar que um dado nó possui um valor muito elevado deste índice, o OS poderá realizar novas simulações procurando identificar novas localizações de equipamentos de produção de potência reactiva que reduzam o valor assumido por esse índice nesse nó.

A. Estrutura das Ofertas de Potência Reactiva de Longo Prazo

A estrutura de ofertas de potência reactiva proposta por Bhattacharya e Zhong (2001) é constituída por três termos. Estes termos são definidos em função da capacidade de potência reactiva do gerador correspondente a uma função de compensação esperada por cada fornecedor. A estrutura de ofertas apresentada por estes autores integra então os seguintes termos:

- se a potência reactiva requerida pelo OS a um gerador for inferior a um valor base especificado de potência reactiva indutiva e superior a um valor mínimo de potência reactiva capacitiva correspondente ao valor de potência reactiva necessária aos requisitos da própria máquina, então o gerador não receberá qualquer pagamento pela produção de potência reactiva neste intervalo;
- se a potência reactiva requerida for superior ao valor base especificado não afectando o valor inicial de potência activa e não se verificando aumentos dos custos devido à produção de potência reactiva adicional, o gerador deverá receber uma remuneração por disponibilizar este serviço. Esta remuneração é determinada com base numa tarifa constante;
- se a potência reactiva requerida pelo OS a um gerador originar uma perda de receita por redução da sua produção de potência activa, então a remuneração que o gerador deverá receber pelo suporte de potência reactiva será proporcional à quantidade de potência reactiva fornecida acrescida de um valor resultante da perda de receita afecta à potência activa.

Estes autores assinalam que esta estrutura é diferente da estrutura usual de tarifas binómicas na medida em que a utilização da componente variável só ocorre quando se esgota toda a capacidade de potência reactiva associada à componente da oferta de preço constante.

No seguimento do trabalho anterior, em Zhong e Bhattacharya (2002b) é utilizada a capacidade de potência reactiva dos geradores para analisar os custos de potência reactiva no sentido de estruturar as respectivas ofertas. A função de pagamento esperado de cada gerador é construída em função do diagrama de capacidade de cada máquina. Os autores definiram três regiões de operação do respectivo diagrama de capacidade dos geradores em função da potência reactiva produzida sendo proposta uma função de pagamento esperado para cada uma destas regiões. Com base na classificação dos custos de produção de

potência reactiva, os autores propõem uma estrutura de ofertas formulada matematicamente através de quatro termos. O primeiro termo corresponde a um preço de disponibilidade de potência reactiva. O segundo e o terceiro termos correspondem ao custo de perdas activas para a operação em subexcitação (absorção de potência reactiva da rede) e para a operação em sobreexcitação (produção de potência reactiva), respectivamente. Finalmente, o quarto termo está associado a um pagamento por perda de oportunidade em que o pagamento esperado é representado por uma função quadrática da potência reactiva.

Em El-Araby *et al* (2005) o esquema de ofertas proposto explora o princípio da obrigação proporcional dos geradores para fornecerem os serviços de potência reactiva em função da potência activa produzida. Assim, a produção de potência reactiva de um gerador dentro de uma gama de valores pré especificada em função do factor de potência é obrigatória, não tendo direito a qualquer remuneração. A produção de potência reactiva fora desta gama obrigatória é considerada como um serviço auxiliar que o gerador fornece devendo ser compensado. Nestas condições, a potência reactiva oferecida pelos geradores fora da região obrigatória é dividida em duas partes: a primeira refere-se ao serviço de injeção/absorção de potência reactiva que o gerador fornece para além da região obrigatória sem alteração da produção de potência activa e a segunda parte corresponde aos custos de oportunidade em que os geradores podem incorrer se ocorrer uma redução da produção de potência activa. Esta estrutura de ofertas de potência reactiva corresponde à subdivisão do diagrama de capacidade dos geradores em três regiões. A primeira corresponde à região obrigatória, a segunda região refere-se à produção de potência reactiva sem alterar a produção de potência activa e, finalmente, a terceira região está associada aos custos de oportunidade. Nestas duas últimas regiões os geradores apresentam ofertas de preços para cada uma das duas situações.

Finalmente, em Frías *et al* (2005) qualquer equipamento de potência reactiva possuindo capacidade de controlo de tensão e localizado numa área de controlo pode submeter ofertas ao mercado de capacidade de produção/absorção de potência reactiva estabelecido nessa zona. Estas ofertas deverão incluir um par de valores referentes ao preço pretendido e à quantidade disponibilizada. O preço a oferecer está associado à receita mínima anual que o gerador pretende receber pela quantidade de potência reactiva oferecida ao mercado.

B. Modificações / Extensões dos Métodos de Longo Prazo

O modelo proposto em Bhattacharya e Zhong (2001) para a alocação de potência reactiva por parte do OS é executado em duas fases:

- na primeira, o OS determina o benefício marginal de cada oferta de potência reactiva atendendo à minimização de perdas do sistema. Este benefício corresponde à variável dual das restrições de igualdade de potência reactiva injectada;
- na segunda fase, conhecido o benefício marginal que cada oferta de potência reactiva representa para o OS, é maximizada uma função de Benefício Social que incorpora os preços das ofertas de potência reactiva. Assim, o OS identifica as ofertas de potência reactiva que apresentam os benefícios marginais mais elevados para o fornecimento do serviço.

Deste modo, pretende-se obter uma solução que corresponda a um compromisso entre uma solução adequada do ponto de vista técnico e que seja também uma boa solução do ponto de vista financeiro para o OS.

Em Zhong e Bhattacharya (2002b) são apresentadas quatro formulações matemáticas para o mercado de potência reactiva em que:

- na primeira, é desenhado um mercado em que se pretende minimizar o pagamento total que depende do preço de mercado obtido em função das quatro componentes das ofertas de potência reactiva submetidas pelos fornecedores. Este problema de optimização está sujeito a restrições de igualdade das potências activa e reactiva injectadas em cada um dos nós do sistema, a restrições de limites de produção de potência reactiva e de limites do módulo das tensões. O modelo inclui ainda restrições que pretendem garantir que o preço de mercado corresponde ao preço da oferta de preço mais elevado que for aceite;
- na segunda formulação, a função objectivo corresponde à minimização das perdas activas da rede de transmissão incorporando as restrições referidas no ponto anterior, excepto as restrições relativas à formação dos preços;
- no terceiro modelo, a função objectivo corresponde à minimização dos desvios de potência activa em relação aos contratos já realizados. As restrições deste problema

correspondem às restrições referidas em relação à primeira formulação, excepto as associadas à formação dos preços;

- finalmente, o quarto modelo proposto corresponde à minimização de uma função que integra as expressões das funções objectivos dos três modelos anteriores. Esta função objectivo é designada, pelos autores, por função de compromisso na medida em que o OS poderá querer obter uma solução que seja adequada tendo em conta estes objectivos conflituosos. O OS atribuirá então pesos a cada uma das três componentes estando este problema sujeito às restrições referidas no primeiro ponto.

El-Araby *et al* (2005) apresentam uma metodologia de alocação do serviço de fornecimento de potência reactiva em ambiente competitivo. A metodologia proposta inclui apenas geradores e compensadores síncronos modelizando de forma aproximada o diagrama de capacidade das máquinas. Os autores utilizam uma estrutura de fornecimento de potência reactiva organizada em três regiões como foi referido no ponto 3.5.2.A.

A alocação do fornecimento de potência reactiva é realizada resolvendo um problema de optimização em que se pretende minimizar o custo de fornecimento de potência reactiva acrescido do custo das perdas no sistema de transmissão e do custo associado a medidas correctivas (por exemplo, corte de carga) relativamente a um conjunto de contingências consideradas. As restrições do problema incluem as equações AC de trânsito de potências, limites dos ramos e dos equipamentos que fornecem potência reactiva, formuladas quer para o regime normal quer para contingências consideradas. O algoritmo de solução utiliza Algoritmo Genéticos bem como *Sequential Linear Programming* para resolver dois subproblemas em que o problema global se decompõe.

Finalmente, a construção da curva do lado do consumo para o mercado de capacidade de potência reactiva proposto em Frías *et al* (2005), referida em 3.5.2, utiliza uma função definida pelos autores como correspondendo à variação dos custos de operação do sistema quando é alterado o valor da capacidade de potência reactiva na área considerada. Para este efeito, são considerados vários cenários que poderão incluir situações de contingência e que são sorteados no âmbito de simulações realizadas pelo método de Monte Carlo. Finalmente, os custos esperados de operação são calculados utilizando a probabilidade de ocorrência de cada um dos cenários. A função referida é então construída calculando os custos de operação esperados para diferentes capacidades de potência reactiva disponibilizada em cada uma das áreas. Após ajustar uma expressão matemática a esta

função utilizando o método dos Mínimos Quadrados, a derivada desta função em relação à capacidade de potência reactiva da respectiva área corresponde a uma função de tipo marginal que traduz a redução do custo de operação esperado se ocorrer um incremento unitário na capacidade de potência reactiva da área em causa e que representa a curva do lado do consumo neste mercado. O custo de operação do sistema corresponde à soma de quatro termos relacionados com a segurança do sistema, com a qualidade de tensão, com a energia activa de perdas e com o redespacho. O custo de segurança do sistema está associado ao custo da energia não fornecida sendo obtido pelo produto da energia não fornecida por um preço elevado interpretado como uma penalidade. O custo associado à qualidade de tensão em cada área de controlo está relacionado com os desvios do módulo da tensão em cada nó de uma área de controlo em relação aos valores de referência. O custo da energia activa de perdas é calculado através do produto da energia activa de perdas do sistema pelo preço da energia activa. Adicionalmente, o custo de redespacho é determinado através do produto do desvio de potência activa de cada gerador pelo respectivo preço, incluído na sua oferta de potência activa.

3.5.3 Penalidades por Não Conformidade

Hao e Papalexopoulos (1997), Hao (2003), El-Araby *et al* (2005), Moreno *et al* (2005) propõem a isenção de qualquer pagamento pelo serviço de potência reactiva se esse serviço se encontrar dentro de faixas pré especificadas devendo, por outro lado, haver o pagamento de uma tarifa fora dessas faixas. Neste âmbito, estes autores defendem ainda a aplicação de penalidades pelo incumprimento do despacho.

Em Hao e Papalexopoulos (1997) propõe-se a utilização de tarifas baseadas no desempenho estabelecendo standards para o consumo/produção de potência reactiva para todas as cargas e geradores ligados a uma área de controlo. Assim, se o consumo de potência reactiva de uma carga ou a produção de potência reactiva de um gerador se encontrar dentro da gama permitida não será aplicada qualquer tarifa não existindo, portanto, qualquer pagamento ou remuneração por esse consumo ou por essa produção de potência reactiva. Por outro lado, é necessário estabelecer uma estrutura de penalidades para a violação dos standards especificados, bem como uma estrutura de remunerações a pagar pela disponibilização de capacidade de potência reactiva extra.

Em Alvarado *et al* (2003) é referida a necessidade de aplicar penalidades de modo a induzir os geradores a seguirem as regras estabelecidas e compensarem o OS por qualquer custo em que este possa ter incorrido para resolver qualquer deficiência de potência reactiva resultante do incumprimento de geradores. Neste sentido, o comportamento dos geradores deverá ser penalizado apenas se originar aumentos do custo esperado do sistema, se reduzir a qualidade de serviço ou se a fiabilidade do sistema for colocada em risco. É ainda referido que as penalidades deverão, pelo menos, ser iguais aos custos esperados dos prejuízos causados por não conformidade. Contudo, estes autores referem que para desencorajar maus comportamentos as penalidades deveriam exceder os referidos custos esperados.

3.5.4 Despacho de Potência Reactiva e Gestão de Restrições Técnicas

Nesta subsecção são apresentadas diversas metodologias de despacho de potência reactiva e de gestão de restrições técnicas propostas em Venkatesh *et al* (2000), Serrano e Vargas (2001), Chicco *et al* (2002) e em Gross *et al* (2002). Os modelos propostos por estes autores consideram essencialmente a alocação de potência reactiva não focando aspectos de alocação de custos nem de determinação de preços associados a este serviço.

Chicco *et al* (2002) apresenta um mecanismo de alocação do suporte de potência reactiva em sistemas utilizando múltiplas transacções tendo em conta os limites de potência reactiva dos geradores e a interacção com a rede. A metodologia proposta baseia-se em fluxos físicos que são utilizados para alocar a potência de perdas de transmissão considerando os trânsitos de potência reactiva. Os autores determinam os requisitos de potência reactiva necessários considerando uma primeira situação em que não existem transacções. Em relação a esta situação base, é definido o suporte intrínseco de potência reactiva requerido pelo sistema de transmissão para o conjunto especificado de variáveis de controlo. Em seguida, são incluídas as transacções efectuadas sendo então executado um estudo de trânsito de potências de modo a determinar o suporte de potência reactiva necessário. A solução referente ao estudo de trânsito de potências com todas as transacções incluídas é obtida pelo ISO que determina igualmente as acções necessárias para a solução de congestionamentos. Os autores referem que este mecanismo de alocação permite obter

resultados adequados para a potência reactiva injectada por cada um dos geradores lidando com as não linearidades dos limites de potência reactiva das respectivas máquinas.

Em Gross *et al* (2002) são apresentados de forma detalhada diversos aspectos relativos ao suporte de potência reactiva fornecido por geradores considerando-o como um serviço separado de outros serviços auxiliares em condições de livre acesso à rede de transmissão. É apresentada a natureza do suporte de potência reactiva sendo salientadas as suas características físicas nomeadamente os impactos originados ao nível do perfil de tensão do sistema bem como a natureza local associado a este tipo de serviço. Com efeito, o suporte de potência reactiva realizado a partir de nós distantes é ineficaz quer ao nível de tensões quer também pelo acentuado aumento das perdas no sistema de transmissão. Assim, o serviço de suporte de potência reactiva fornecido pelos geradores deverá utilizar os valores de tensão nos nós de produção como variáveis de controlo para determinar a potência reactiva produzida ou absorvida por cada gerador tendo em conta as restrições da rede de transmissão. A formulação proposta integra ainda as restrições de capacidade dos geradores no sentido de viabilizar as transacções realizadas nos mercados de energia eléctrica, considerando a operação dos sistemas em condições normal e de contingência.

A metodologia de despacho de potência reactiva proposta em Venkatesh *et al* (2000) é denominada de *Optimal Reactive Power Scheduling*, ORPS, e corresponde a um problema multiobjectivo que utiliza elementos da Teoria dos Conjuntos Difusos. Este problema inclui uma função objectivo em que se pretende minimizar a potência activa de perdas da rede de transmissão e uma outra em que se pretende maximizar a margem de operação até ao ponto de colapso de tensão. Este problema considera restrições difusas de limites de tensão nos nós de consumo e outras restrições de operação. O problema de programação não linear resultante é sucessivamente linearizado em torno de um ponto de operação obtido através de um estudo de trânsito de potências. Em seguida, o problema linearizado é convertido num problema de programação linear difusa em que as duas funções objectivo originais são convertidas em restrições através da especificação de níveis de aspiração.

Serrano e Vargas (2001) propõem uma metodologia de despacho de potência reactiva e de controlo de tensão considerando aspectos económicos e de segurança preventiva. O primeiro aspecto está relacionado com a minimização da potência activa de perdas, tendo influência directa nos custos de produção. O aspecto de segurança está relacionado com a possibilidade de se determinar um ponto de operação do sistema que garanta a maior

estabilidade possível se ocorrerem problemas de instabilidade de tensão. Esta questão pode, em casos críticos, originar o colapso de tensão do sistema com os correspondentes efeitos económicos. Para a resolução deste problema de optimização foi formulado um problema de programação quadrática integrando numa função objectivo os dois aspectos referidos. Assim, as parcelas relativas à minimização das perdas activas do sistema e à maximização da reserva de potência reactiva são afectadas por um factor de ponderação permitindo a sua agregação e a obtenção de uma solução adequada do ponto de vista económico e de segurança.

Em Miguélez *et al* (2004) é detalhada a gestão de restrições técnicas do sistema eléctrico espanhol, contendo igualmente uma revisão sobre métodos de solução das restrições dos sistemas eléctricos. Estes autores propõem uma metodologia para resolver restrições do sistema eléctrico espanhol tratando separadamente as restrições referentes a ramos congestionados e as restrições relativas a limites de tensão para cada um dos períodos de comercialização do mercado diário.

Assim, a metodologia proposta por Miguélez *et al* (2004) integra um problema de tipo OPF executado após a resolução das restrições de congestionamento do sistema em cada período de comercialização. O modelo proposto consiste em minimizar as perdas na rede de transmissão, por um lado, e em maximizar a margem de potência reactiva dos geradores, por outro. Deste modo, os autores apresentam uma metodologia que compreende duas etapas: uma de viabilização e outra de optimização. Na etapa de viabilização obtém-se o redespacho dos geradores e o ajuste dos recursos de controlo de tensão, minimizando o custo total do sistema e cumprindo os critérios de segurança definidos para o sistema eléctrico espanhol. Uma vez obtida a solução associada à etapa de viabilização, o ponto de operação dos diversos recursos é afinado na etapa de optimização para cada um dos respectivos períodos de comercialização considerando agora as restrições de tensão e resolvendo o problema em duas fases. A primeira fase corresponde à obtenção de uma solução para cada período de comercialização, considerando esses períodos desacoplados entre si, e modelizando a rede através do modelo AC de trânsito de potências. Finalmente, a segunda fase corresponde à obtenção da solução final acoplando todos os períodos de comercialização do mercado diário. Nesta fase é utilizada a solução desacoplada obtida na fase anterior para cada período sendo ainda utilizados coeficientes de sensibilidade das tensões nodais que violam os respectivos limites. As unidades que não

foram despachadas no mercado diário para produzir potência activa podem agora ser chamadas a apoiar o fornecimento de potência reactiva.

Segundo os autores, a metodologia proposta apresenta duas vantagens principais:

- a decomposição do problema completo em diferentes subproblemas que são resolvidos de uma forma hierarquizada e garantindo a verificação das diversas restrições a considerar, apesar de não se poder garantir a obtenção de um óptimo global para o problema completo;
- a metodologia proposta permite identificar que restrição inicialmente violada é resolvida por cada gerador redespachado, aumentando assim a transparência da operação do sistema.

3.6 Compensação de Perdas / Contratos de Interruptibilidade

3.6.1 Compensação de Perdas

Motto *et al* (2002) apresentam uma formulação de tipo OPF para determinar preços marginais nodais tendo em conta as perdas activas assim como eventuais congestionamentos da rede de transmissão. Neste problema de optimização pretende-se maximizar uma função de Benefício Social incorporando diversos períodos associados aos mercados de electricidade. Segundo os autores, este despacho permite obter uma eficiência acrescida em termos da utilização da produção e dos recursos da rede de transmissão. Assim, é proposto um modelo de despacho baseado num mercado de electricidade multiperíodo cuja implementação recorre a programação inteira mista. Neste modelo são integradas as perdas activas a compensar e os congestionamentos da rede de transmissão bem como restrições de operação de natureza inter temporal tais como os custos de arranque, os valores das rampas e os tempos mínimos de arranque e de paragem dos geradores. As restrições incorporadas no modelo proposto correspondem:

- às equações de potência activa injectada em cada um dos nós do sistema para cada período de comercialização;
- aos limites mínimo e máximo do trânsito de potência activa nos ramos da rede de transmissão para cada período;

- às restrições de operação dos geradores. No caso dos geradores despachados a sua produção deverá estar dentro dos limites mínimo e máximo especificados;
- às restrições relativas a tempos de arranque e de paragem e às rampas associadas a variações de produção de potência activa dos geradores;
- finalmente, às restrições que impõem as condições lógicas de arranque e de paragem dos geradores.

Tao e Gross (2000) propõem um conceito de compensação equivalente de perdas. Assim, referem que é possível construir procedimentos eficientes e flexíveis para compensar as perdas num sistema em que existem múltiplas transacções. Os procedimentos desenvolvidos utilizam uma estrutura de múltiplas transacções e são baseados na alocação física das perdas pelas transacções. Estes procedimentos incluem a possibilidade de seleccionar os nós designados para a compensação de perdas próprias ou para adquirir o serviço de compensação das perdas ao OS, visto que este poderá também fornecer o serviço de compensação de perdas aos utilizadores da rede de transmissão, correspondendo a um serviço de valor acrescentado. O modelo para determinar a aquisição de compensação de perdas utiliza uma formulação linear na qual as restrições da rede estão explicitamente representadas para determinar a solução mais económica pela qual o OS pode adquirir o serviço. A compensação própria pode coexistir com o serviço de aquisição ao OS sendo possível a combinação física destes dois esquemas. A construção de um procedimento para a compensação das perdas proporciona a cada transacção a possibilidade de escolha dos barramentos de compensação e as respectivas quantidades a compensar.

A estrutura multitransacção proposta inclui a definição de três elementos consistindo num conjunto de nós com ofertas de venda (geradores) fornecendo potência activa a um conjunto de nós com ofertas de compra (cargas). As ofertas de venda incluem o nó ao qual cada gerador está ligado e a respectiva quantidade fornecida de potência activa envolvida na transacção. As ofertas de compra incluem o nó ao qual cada carga está ligada e a respectiva quantidade de potência activa envolvida na transacção. Os autores referem que a definição de uma transacção bilateral corresponde à quantidade de potência activa injectada nos nós com ofertas de venda correspondendo à mesma quantidade de potência activa que é absorvida nos nós com ofertas de compra. Nestas condições, esta definição não tem em conta as perdas associadas às transacções. Atendendo à condição de que as perdas são compensadas pela produção suplementar num único nó de compensação, foi

desenvolvido um esquema de alocação física com base no fluxo para avaliar as perdas alocadas a cada transacção. O OS de uma rede interligada pode receber um reembolso de cada transacção pelo fornecimento de compensação de perdas no nó de compensação. Contudo, uma transacção pode também adquirir o serviço de compensação de perdas a uma terceira entidade ligada a outro nó do sistema. Deste modo, os autores definem arbitrariamente um nó k para compensar as perdas activas equivalentes às que seriam produzidas no nó de compensação.

Os autores, Tao e Gross (2000), referem que a aquisição própria do serviço de compensação de perdas se revela um procedimento flexível e pode ser facilmente adaptado para satisfazer as necessidades individuais de cada transacção. Contudo, algumas transacções podem apresentar pouca capacidade de aquisição de potência activa ou, então, a compensação por uma terceira entidade poderá não ser viável devido a restrições, por exemplo, da rede de transmissão que não estão sob o controlo dos intervenientes nas transacções. Por outro lado, o OS terá informação suficiente de tal modo que estará em melhor posição para fornecer o serviço de compensação de perdas a essas transacções.

Para fornecer o serviço de compensação de perdas o OS pode solicitar aumentos de produção ou reduções de carga a qualquer agente interessado em prestar este serviço. Deste modo, um agente produtor apresenta uma oferta para cada hora incluindo um preço incremental por cada MW aumentado à sua produção, enquanto que um agente consumidor apresenta uma oferta horária que inclui um preço por cada MW diminuído à sua carga. O OS utiliza as ofertas submetidas por estes agentes para determinar o menor custo de aquisição do serviço de compensação das perdas activas para as transacções que escolheram adquirir este serviço. O modelo proposto para determinar o menor custo de aquisição do serviço de compensação de perdas activas corresponde a uma formulação linear em que se pretende minimizar os custos totais incorridos pelo OS pela aquisição deste serviço satisfazendo todos os limites físicos necessários. Assim, as restrições do problema correspondem:

- a uma equação para cada transacção em que a soma da compensação adquirida aos agentes é igual às perdas alocadas a cada transacção;
- a uma inequação para cada transacção em que o somatório da compensação fornecida por um agente não pode ser superior à máxima capacidade que o agente se disponibilizou para fornecer;

- a limites de trânsito de potência nas linhas de transmissão;
- finalmente, a uma restrição que garante que a compensação de perdas não pode tomar valores negativos.

A solução deste problema permite obter os valores das variáveis duais associadas às respectivas restrições. Estas variáveis possuem uma interpretação económica importante na medida em que correspondem a coeficientes de sensibilidade do custo total do serviço de compensação das perdas activas pago pelo OS em relação às perdas activas alocadas a cada transacção. Nestas condições, esta informação poderá revelar-se muito útil uma vez que proporciona ao OS uma base para determinar o preço do serviço de compensação fornecido a cada transacção.

Em Unsuhuay e Saavedra (2006) é apresentada uma metodologia baseada na Teoria dos Circuitos para a decomposição e alocação das perdas existentes na rede de transmissão pelos participantes no mercado diário de energia eléctrica. Partindo de um ponto de operação conhecido e utilizando as leis de *Kirchhoff* é obtida uma expressão para a potência de perdas nos ramos da rede de transmissão em função da intensidade de corrente injectada nos respectivos nós. Desde que as equações de trânsito de potências sejam satisfeitas, a metodologia proposta torna explícita a separação das perdas em cada ramo do sistema atribuindo a responsabilidade ao respectivo participante no mercado. Isto significa que é obtida uma alocação de perdas de cada ramo a cada um dos geradores e a cada um dos consumidores. Ou seja, a potência activa de perdas em cada um dos ramos do sistema é separada através de contribuições nodais utilizando as leis dos circuitos eléctricos e o princípio da sobreposição.

A eficiência, a transparência e a obtenção de sinais económicos apropriados são directamente influenciados pelo ponto de funcionamento do sistema e pelo impacto causado pela injeção de potência num nó particular do sistema, a partir dos quais depende o nível das perdas existentes. Algumas injeções de potência poderão originar fluxos dominantes (isto é, no sentido do fluxo existente num ramo) enquanto que outras poderão causar fluxos no sentido oposto ao fluxo existente nesse ramo. Estas contribuições em sentido contrário ajudam a reduzir as perdas no sistema. Estas características são próprias do estado do sistema (topologia da rede e ponto de funcionamento) podendo, em determinadas situações, originar uma grande volatilidade na alocação das perdas e elevados valores de subsídios cruzados resultando em desequilíbrios consideráveis na

alocação de perdas entre os geradores e os consumidores. De modo a evitar estes efeitos, foram consideradas estratégias de não subsídio na alocação de perdas considerando, as não linearidades da expressão de alocação de perdas activas de modo a procurar evitar reduções de potências de alguns geradores e incrementos da de outros, correspondendo a situações de subsídio cruzada.

Outro aspecto relativo ao problema de alocação de perdas corresponde à proporção pela qual as perdas devem ser alocadas entre produtores e consumidores. Em alguns casos, devido a aspectos técnico-económicos ou devido a decisões regulamentares ou legais, a alocação total de perdas envolve apenas geradores, ou alternativamente as cargas, ou algumas vezes ainda é estabelecida uma proporção entre consumidores e produtores.

3.6.2 Formulações Integrando Contratos de Interruptibilidade

Os contratos de interruptibilidade são utilizados em diversos países nos respectivos mercados de reservas, por exemplo em Alberta (Canadá), em Nova Iorque e no PJM (EUA) e no Reino Unido. Estes contratos envolvem, normalmente, consumidores comerciais e industriais contribuindo para flexibilizar a operação do sistema eléctrico.

Assim, Bai *et al* (2006) propõem uma formulação de tipo probabilístico para um mercado combinado de energia eléctrica e de reserva considerando geradores e incorporando, simultaneamente, cargas interruptíveis. Nesta formulação pretende-se minimizar o custo de produção juntamente com o custo associado ao valor esperado da energia não fornecida devido a saídas de unidades de produção ou ao facto de cargas interruptíveis não fornecerem este serviço, quando requerido. O esquema de remuneração proposto aloca equitativamente os custos de reserva pelos geradores e pelas cargas interruptíveis. Cada participante beneficia por contribuir para a reserva do sistema recebendo uma compensação e, por outro lado, será penalizado se a sua contribuição for deficitária.

Esta metodologia tem ainda em conta a fiabilidade individual dos diversos equipamentos e fornece incentivos a todos os participantes no mercado para melhorarem o seu desempenho. A participação da procura em mercados de energia eléctrica e de reservas permite melhorar o funcionamento dos mercados tornando-os mais competitivos. Por outro lado, ao incorporar os consumidores nos mercados contribui-se igualmente para aumentar a segurança e a flexibilidade de operação do sistema.

Finalmente, em Attaviriyapap e Yokoyama (2006) é apresentada uma estrutura de contratos de transmissão de modo a lidar com o risco associado aos sistemas eléctricos reestruturados. O contrato de transmissão proposto neste artigo corresponde a um produto negociado entre companhias produtoras, o TSO, companhias de distribuição e grandes consumidores. Estes contratos resultam num determinado rendimento para as companhias produtoras fornecendo-lhes incentivos para realizarem novos investimentos no sentido de acompanhar os aumentos futuros da carga. Por outro lado, estes contratos podem ajudar as companhias distribuidoras e os grandes consumidores a reduzir o risco devido à volatilidade dos preços determinados no mercado diário de energia eléctrica. Para os grandes consumidores cujas cargas necessitam de elevados índices de fiabilidade, os contratos propostos fornecem uma garantia de que as suas cargas serão abastecidas ou, então, receberão uma compensação pela interrupção do serviço. Neste artigo, este tipo de contrato foi aplicado a modelos de mercado do tipo *Pool* e do tipo mistos, isto é, associando *Pool* e contratos bilaterais.

3.7 Considerações Finais

Nesta secção são apresentadas algumas observações e recomendações referidas em Alvarado *et al* (2003) e em FERC (2005) relativas a diversos aspectos técnico-económicos referentes ao suporte de potência reactiva.

O relatório Alvarado *et al* (2003) considera o fornecimento de potência reactiva como um serviço auxiliar com a sua própria compensação e tarifas sendo referido que a separação vertical das empresas tradicionais originou diversos problemas técnicos relacionados, por exemplo, com a obrigação dos participantes no mercado fornecerem ou pagarem pela potência reactiva.

Neste relatório são considerados diversos aspectos associados ao tratamento da potência reactiva no âmbito do sector eléctrico reestruturado, tais como:

- a existência de um conhecimento generalizado do que é o serviço de potência reactiva não existindo, no entanto, nenhuma definição standard deste serviço;
- os requisitos de capacidade de potência reactiva dos geradores devem ser claros e tornados públicos. Em diversos mercados existem regras que especificam a margem mínima da capacidade de potência reactiva (muitas vezes expressa através do factor

de potência) que os geradores devem fornecer como condição de interligação ou de participação no mercado. Assim, em diversos países os limites dos factores de potência estipulados variam entre 0,85 e 0,95 indutivos a 0,95 capacitivo. Os mercados de electricidade nesses países também possuem regras que especificam como os geradores devem seguir as instruções do OS relativas ao despacho de potência reactiva. Estas instruções são muitas vezes fornecidas sob a forma de valores especificados para o módulo da tensão;

- a inexistência de uma metodologia standard de pagamento dos recursos que fornecem o serviço de potência reactiva. Existe um consenso crescente de que os geradores devem ser pagos pelos seus custos de oportunidade associados à produção de potência reactiva responsável pela perda de receitas com a venda de potência activa. Contudo, não existe um consenso alargado sobre como devem ser fixados os preços relativos aos custos variáveis ou, ainda, associados à capacidade de potência reactiva;
- o pagamento dos custos de potência reactiva pelos consumidores é realizado, algumas vezes, de acordo com os custos incorridos pelos recursos de potência reactiva e, outras vezes, de acordo com níveis determinados administrativamente. Os custos de longo prazo, associados à capacidade, são recuperados em alguns casos separadamente dos custos de curto prazo, associados aos custos variáveis. Diversos custos relativos à potência reactiva tendem a ser recuperados através da sua incorporação em tarifas de energia activa aplicadas a todas as cargas, mas também podem ser recuperadas através de tarifas de potência ou, ainda, através de tarifas de energia reactiva fornecida ou absorvida. Algumas destas tarifas são aplicadas apenas ao consumo de potência reactiva acima de um nível base.

O principal benefício resultante da separação do serviço de potência reactiva consiste em tornar mais transparente a identificação dos custos e, deste modo, encorajar o aumento da capacidade de potência reactiva induzindo, igualmente, a sua utilização mais eficiente. Por outro lado, o fornecimento deste serviço deve ser encarado com cuidado na medida em que não aparenta ser, geralmente, competitivo pelo menos no curto prazo. O poder de mercado de que possivelmente gozarão determinados geradores pode ser substancialmente mitigado através de uma combinação de requisitos mínimos de capacidade, de requisitos mínimos de

disponibilidade e da possibilidade do OS utilizar diversas outras fontes de potência reactiva.

Finalmente, a separação do serviço de potência reactiva está ainda associada à forma como o abastecimento de potência reactiva deve ser organizado bem como à determinação dos respectivos preços e, ainda, como devem ser recuperados os custos de potência reactiva aos consumidores.

Na sequência do colapso do sistema eléctrico ocorrido em Agosto de 2003 afectando cerca de 50 milhões de pessoas nos EUA e no Canadá, e como resultado de um primeiro relatório publicado em Abril de 2004 e das recomendações de grupos de trabalho envolvendo entidades dos EUA e do Canadá foram estabelecidos diversos princípios para assegurar a fiabilidade e a eficiência no fornecimento e consumo de potência reactiva, FERC (2005).

O relatório FERC (2005) teve como principal objectivo dar início a uma discussão sobre as políticas regulatórias relacionadas com a potência reactiva. Estas políticas pretendem promover regras de comparabilidade que sejam capazes de as tornar mais facilmente realizáveis sendo recomendado que sejam trabalhadas no sentido de serem implementadas o mais brevemente possível. Assim, estas políticas incluem:

- a clarificação dos requisitos e das regras de compensação pelo fornecimento de potência reactiva, bem como as bases que definem esses requisitos e regras;
- a criação de incentivos que encorajem o fornecimento deste serviço;
- a simplificação do processo de compensação dos produtores independentes pela capacidade e fornecimento de potência reactiva, aumentando a sua eficiência e tornando o processo comparável ao dos restantes produtores;
- a necessidade de tornar a procura e a compensação da potência reactiva mais transparente, por exemplo, através da publicação da produção, do consumo e de preços de potência reactiva numa base comparável à da potência activa.

Este relatório refere ainda que outras alterações regulamentares envolvem aspectos mais complexos necessitando de mais tempo para serem consideradas implicando, nomeadamente, alterações das regras de mercado só possíveis de implementar a longo prazo. O objectivo principal, e último, deverá ser implementar um conjunto integrado de

mercados que incluam mercados bilaterais relativamente livres de regulação. Para alcançar esta meta, os autores referem que é necessário realizar investigação nesta área, desenvolver programas apropriados, no sentido de se adquirir um maior conhecimento sobre este problema de modo a permitir realizar a avaliação de diversas propostas e a sua implementação num prazo de 5 a 10 anos.

Neste relatório é referido que a potência reactiva é importante para que a operação global do sistema seja realizada em condições fiáveis. Assim, o valor da potência reactiva está, em primeiro lugar, associado à fiabilidade do sistema mas decorre, também, do facto de permitir transferências adicionais de potência activa. A potência reactiva assume um valor local elevado não estando este aspecto completamente reflectido nas tarifas existentes ou no desenho actual dos mercados. Assim, o desenho de mercados de potência reactiva e de fiabilidade envolve e relaciona os geradores, a rede de transmissão e as cargas.

Neste relatório estão identificados seis problemas e preocupações relacionadas com as práticas existentes e as políticas seguidas para a determinação de preços para a potência reactiva, correspondentes a:

- compensação discriminatória. Os fornecedores de potência reactiva associados a equipamentos de rede são remunerados enquanto que diversos geradores fornecedores deste serviço não são compensados pela capacidade de potência reactiva contribuindo, no entanto, para a fiabilidade do sistema. Por outro lado, muitas vezes os recursos de produção independentes não são compensados pelo fornecimento deste serviço à rede em áreas onde outros geradores, propriedade de empresas que também possuem activos em redes de transmissão, recebem pagamentos pelos custos de fornecimento do mesmo serviço. Assim, é necessário tornar estes procedimentos mais justos e equilibrados discriminando positivamente, se necessário, alguns destes recursos;
- standards de interligação rígidos mas inadequados e insensíveis às necessidades locais. Os requisitos de interligação requerem geralmente a especificação do factor de potência dos produtores. Contudo, em muitas situações as necessidades locais são diferentes dos requisitos fixados. Alguns locais poderão ter necessidades de potência reactiva superiores às especificadas pelos standards, enquanto que em outros poderão ser inferiores. Por outro lado e com alguma frequência, estes requisitos não

especificam claramente em que lado do transformador elevador deve ser medido o factor de potência;

- falta de transparência e consistência no planeamento e na procura deste serviço;
- incentivos financeiros reduzidos para produzir ou consumir potência reactiva;
- incentivos reduzidos para o OS contratar a produção e reservas de potência reactiva ao menor custo;
- dificuldade do OS em ajustar as instruções de produção de potência reactiva de modo a otimizar o despacho.

Nestas condições, são apresentadas quatro recomendações relativas a estes problemas e preocupações:

- os requisitos de fiabilidade e de potência reactiva devem ser estabelecidos localmente, baseado em standards claros;
- estas necessidades devem ser atendidas de uma maneira eficiente e fiável;
- as entidades que beneficiem da disponibilização de potência reactiva devem pagar este serviço;
- todos os fornecedores de potência reactiva devem ser remunerados numa base não discriminatória.

Para finalizar, é ainda referido que actualmente o planeamento dos sistemas eléctricos do ponto de vista de potência reactiva e de procura de energia reactiva para melhorar a fiabilidade do sistema é menos transparente do que deveria ser. Assim, são necessárias uma maior transparência e uma melhor documentação do planeamento do sistema de modo a desmistificar este processo no que se refere à capacidade de potência reactiva, devendo ser publicados os níveis de fornecimento e de consumo de potência reactiva, bem como os respectivos preços.

4 Modelos de Despacho Integrado de Potência Activa/Reactiva

4.1 Aspectos Gerais

Neste capítulo, apresentam-se diversos aspectos relacionados com a modelização matemática do problema de despacho integrado de potência activa/reactiva que o Operador de Sistema poderá utilizar. Nas secções seguintes apresentam-se os aspectos mais relevantes a ter em consideração nos modelos de despacho integrado que se propõem nesta Tese assim como os cinco primeiros modelos desenvolvidos e implementados ao longo do período de trabalho dedicado a este item.

É importante referir que são incorporados como ponto de partida aspectos de natureza competitiva, nomeadamente o programa base diário sustentado nas ofertas de compra/venda de energia eléctrica. As formulações desenvolvidas utilizam em seguida o diagrama de funcionamento dos alternadores e as ofertas de ajuste comunicadas ao Operador de Sistema.

Os modelos propostos neste capítulo apresentam carácter determinístico não incluindo, portanto, qualquer tipo de incerteza nomeadamente em relação a parâmetros que os integrem. Como se poderá verificar, o Capítulo 5 apresenta a extensão de diversos destes modelos considerando que alguns parâmetros são modelizados por elementos da Teoria dos *Fuzzy Sets*.

Após esta secção inicial, a Secção 4.2 refere-se a alguns aspectos relacionados com o Mercado Organizado de Energia Eléctrica, o *Pool*, as Secções 4.3 e 4.4 descrevem as ofertas de ajuste dos agentes comunicadas ao Operador de Sistema e o diagrama de funcionamento admissível dos geradores síncronos. Na Secção 4.5 expõe-se o primeiro modelo matemático a partir do qual se desenvolveram todos os outros. Este modelo corresponde a uma formulação não linear integrando as equações AC de trânsito de potências. Nas Subsecções 4.6.1 a 4.6.5 da Secção 4.6 apresenta-se a linearização das expressões AC de trânsito de potências considerando o seu desenvolvimento em série de *Taylor* bem como os restantes quatro modelos matemáticos apresentados neste capítulo, os quais correspondem a um primeiro conjunto de modelos linearizados.

Os vários modelos propostos de Despacho Integrado para o Operador de Sistema apresentados neste capítulo e nos seguintes são identificados pela sigla DIOS.

4.2 Mercado Organizado de Energia Eléctrica, o *Pool*

Os modelos desenvolvidos utilizam como ponto de partida o programa base determinado pelo Operador de Mercado com base nas ofertas de energia eléctrica. Este mercado é formalizado pelo modelo matemático (4.1) a (4.4), correspondendo a um problema linear, no qual Cc_j e Cg_i são os preços de compra e de venda de energia eléctrica, Pc_j e Pg_i são as potências activas negociadas de carga e de produção para um período de comercialização e correspondem, portanto, ao programa base inicial. Por seu lado, Pc_j^{ofer} e Pg_i^{ofer} representam as ofertas de potência activa de carga e de produção enquanto que N_c e N_g correspondem ao número de ofertas de compra e de venda, respectivamente.

$$\text{Max } Z = \sum_{j=1}^{N_c} Cc_j \cdot Pc_j - \sum_{i=1}^{N_g} Cg_i \cdot Pg_i \quad (4.1)$$

sujeito a:

$$Pc_j \leq Pc_j^{ofer} \quad (4.2)$$

$$Pg_i \leq Pg_i^{ofer} \quad (4.3)$$

$$\sum_{j=1}^{N_c} Pc_j = \sum_{i=1}^{N_g} Pg_i \quad (4.4)$$

Este problema maximiza a função de Bem-estar Social (*Social Welfare Function*, em inglês), isto é, o excesso entre a curva das ofertas de compra (consumo) e a curva das ofertas de venda (produção) como representado pela área a tracejado da Figura 4.1. Neste problema a restrição (4.2) impõe os limites das quantidades a consumir, (4.3) corresponde aos limites das quantidades a vender e (4.4) representa a equação tradicional de equilíbrio entre consumo e produção permitindo, deste modo, obter a quantidade negociada no mercado e o preço de mercado (*Market Clearing Quantity* e *Market Clearing Price*).

Assim, o Operador de Mercado executa o mercado diário para cada período de comercialização do dia seguinte, admitindo ofertas de compra e de venda de energia eléctrica, isto é, considerando um *Pool* simétrico. Para este efeito, são construídas curvas agregadas de consumo/compra, por um lado, e de produção/venda, por outro, e é determinado o preço marginal de sistema (*Market Clearing Price*), λ , e o conjunto de geradores e de cargas despachados para cada um daqueles períodos de compra e venda de

energia eléctrica. Estas informações constituem, como se referiu, o programa base de produção para cada período de comercialização do próximo dia. A Figura 4.1 ilustra o procedimento e solução gráfica da operação do Operador de Mercado.

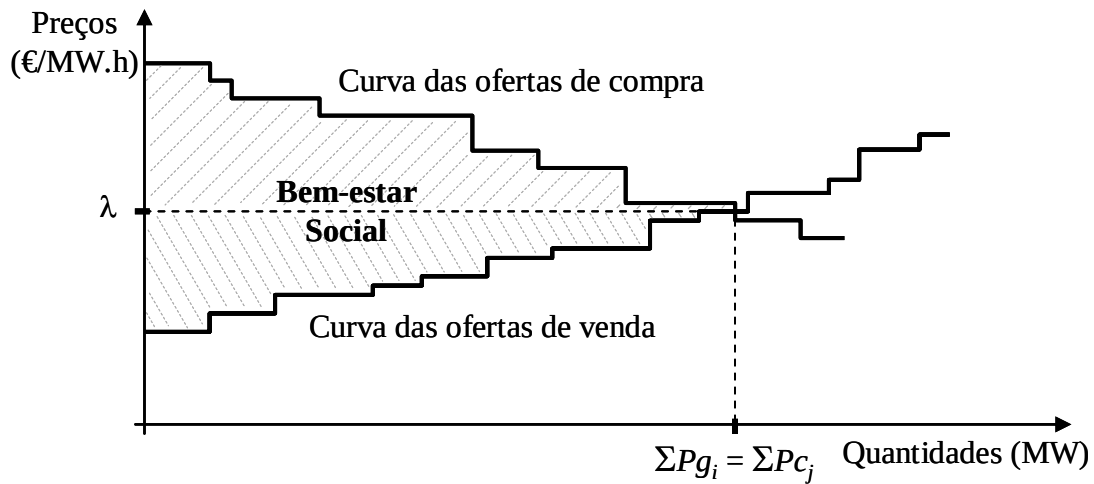


Figura 4.1 – Curvas agregadas de ofertas de compra e de venda num *Pool* simétrico.

O preço marginal do sistema assim obtido corresponde ao ponto de intersecção das duas curvas agregadas (compra/venda), e pode ser interpretado como o preço a que seria remunerada a entidade vendedora a ser despachada para produzir uma unidade extra de energia eléctrica se o valor da carga aumentasse de uma unidade.

Deve ainda referir-se que este modelo corresponde a um leilão de preço uniforme, no sentido em que todas as entidades compradoras pagam o preço marginal do sistema e que todas as entidades vendedoras também são remuneradas a esse preço.

Este modelo matemático considera apenas um bloco por oferta de venda de energia eléctrica. Contudo, alguns mercados admitem que as ofertas de venda incluam vários blocos de modo a representar de uma forma mais adequada a curva de custos de produção dos geradores. Na Figura 4.2 apresenta-se graficamente uma oferta de venda composta por três blocos, $(Cg_i^{ofer\ x}, Pg_i^{ofer\ x})$ em que $x = 1, 2$ ou 3 , e a sua aproximação com a respectiva curva de custo do gerador i , admitida como quadrática.

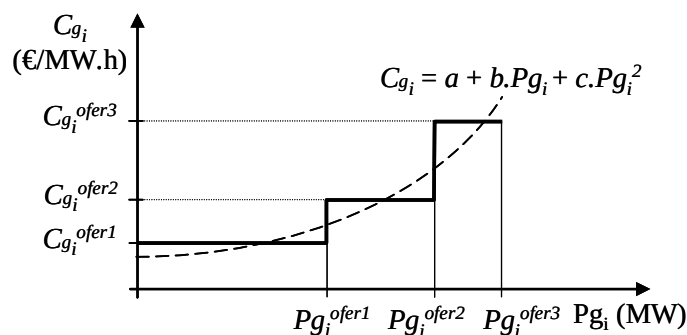


Figura 4.2 – Estrutura da oferta de venda de energia eléctrica de um gerador i que participa no *Pool*.

As ofertas de compra também poderão ser constituídas por diversos blocos traduzindo assim parcelas de carga mais ou menos prioritárias associadas a cada agente comprador.

As propostas referidas são usualmente denominadas de Propostas Simples correspondendo, cada uma delas, a um par de valores (potência, preço) para cada período de comercialização do dia seguinte. Este tipo de informação origina a necessidade de resolver tantos problemas do tipo (4.1) a (4.4) quantos os períodos de comercialização não existindo, neste caso, qualquer restrição de acoplamento entre períodos sucessivos. No entanto, diversas implementações de mercados de energia eléctrica utilizam Proposta Complexas de venda que diferem das Propostas Simples uma vez que incluem informação adicional que origina o acoplamento entre os problemas de optimização referentes a períodos sucessivos. Estas informações adicionais estão relacionadas, por exemplo, com os aspectos seguintes:

- indivisibilidade do primeiro bloco: o proprietário de um gerador poderá declarar que, se for despachado, o primeiro bloco da sua oferta não poderá ser despachado parcialmente. Esta informação poderá ser utilizada para representar informação relativa a mínimos técnicos de geradores térmicos;
- rampas: estas informações traduzem as limitações que um gerador pode ter em termos de aumentar ou diminuir a sua potência ao passar de um período para o período de comercialização seguinte;
- remuneração mínima: uma entidade produtora poderá especificar que pretende obter uma remuneração mínima para o gerador i ao longo do próximo dia. Assim, o somatório dos produtos da energia alocada a esse gerador i por período pelo preço de mercado correspondente a cada período deverá ser não inferior a essa

remuneração mínima. Esta informação poderá permitir traduzir a existência de custos de arranque e paragem que deverão ser satisfeitos ao longo do próximo dia.

Como resultado da passagem de Propostas Simples para Propostas Complexas obtém-se um problema acoplado de despacho em que se pretende maximizar o somatório da Função de Bem-estar Social ao longo do próximo dia.

Os modelos e formulações desenvolvidas neste trabalho não consideram este tipo de informações correspondendo, portanto, à modelização do Despacho Integrado de Potências Activas e Reactivas para um período de comercialização do próximo dia.

4.3 Ofertas de Ajuste dos Agentes que Actuam no Mercado Diário

Neste trabalho, os modelos propostos baseiam-se em ofertas de ajuste definidas pelos agentes (produtores, consumidores ...) que participam no mercado diário de energia eléctrica (*Pool*, contratos bilaterais ou misto) e comunicadas ao Operador de Sistema.

Para um dado período de comercialização, um ajuste de potência activa (ou ajuste de quantidade) corresponde à diferença entre o valor da quantidade final determinado pelo Operador de Sistema como viável e o valor da quantidade contratada no mercado diário (valor inicial) ou associada a um contrato bilateral.

Nos modelos propostos, uma oferta de ajuste significa que um agente de mercado admite alterar a quantidade de potência activa pré-estabelecida no mercado diário, para auxiliar ou viabilizar a exploração do sistema eléctrico, em troca de uma remuneração correspondente ao produto do ajuste de potência activa pelo preço por ele apresentado para esse efeito.

Para além dos preços de ajuste fornecidos pelos agentes, as ofertas de ajuste também podem incluir uma indicação referente à máxima variação de potência activa por eles admitida em relação ao programa base do mercado diário. Portanto, as ofertas de ajuste consistem em um par de valores que correspondem à gama de potências activas de ajuste admitida e a um preço por MW.h de ajuste pretendido para cada um dos períodos de comercialização em que cada agente participa no mercado.

Para os agentes produtores a gama de potências reflecte a máxima variação que o produtor pode aceitar, vg_i^{tol} , de acordo com o despacho do Operador de Mercado ou de acordo com a sua capacidade instalada no caso de não ter sido despachado por esta entidade. A utilização deste recurso, ajuste de potência activa, dará lugar a uma remuneração associada

ao preço Cg_i^{ajt} . Assim, qualquer gerador despachado no mercado diário, ou possuindo contratos bilaterais, poderá sofrer ajustes positivos ou negativos de potência activa (aumentando ou diminuindo a sua produção em MW) determinados pelo Operador de Sistema para a resolução de restrições técnicas.

Por outro lado, o Operador de Sistema considera ainda a contribuição que os geradores não despachados no mercado diário poderão dar ao sistema, determinando os ajustes necessários (ajustes exclusivamente positivos). Esta estrutura de ofertas de ajuste corresponde apenas a um bloco de ofertas de ajuste. Contudo a formulação pode considerar múltiplos blocos de ofertas de ajuste em que os produtores oferecem preços de ajuste crescentes. A Figura 4.3 mostra as gamas de variação (ajuste) de potência activa admitida pelos produtores, definidas pelos limites mínimos e máximos de ajuste de potência activa de cada gerador ou grupo de geradores, impostas pelas expressões (4.5) a (4.7). Assim, na Figura 4.3 (a) a gama de ajuste admitida pelo proprietário do gerador i despachado no mercado está definida directa e unicamente pela máxima variação por ele estipulada, vg_i^{tol} , situando-se dentro dos limites de potência activa da máquina, enquanto que na Figura 4.3 (b) o limite superior da gama de ajuste encontra-se definido pelo limite máximo de potência activa que o gerador pode fornecer. Finalmente, para o caso em que o gerador i não é despachado no mercado diário, representado na Figura 4.3 (c), a gama de ajuste de potência activa obtém-se através do produto da máxima variação admitida pelo limite máximo de potência activa do gerador. O preço de ajuste, Cg_i^{ajt} , corresponde ao valor em €/MW.h pretendido pela entidade proprietária do gerador i .

$$\Delta Pg_i^{ajt\ min} = -\frac{vg_i^{tol}}{100} \cdot Pg_i \leq \Delta Pg_i \leq +\frac{vg_i^{tol}}{100} \cdot Pg_i = \Delta Pg_i^{ajt\ max} \quad (4.5)$$

$$\Delta Pg_i \leq \Delta Pg_i^{ajt\ max} = +\frac{vg_i^{tol}}{100} \cdot Pg_i^{\max} \quad (4.6)$$

$$\Delta Pg_i \leq \Delta Pg_i^{\max} \quad (4.7)$$

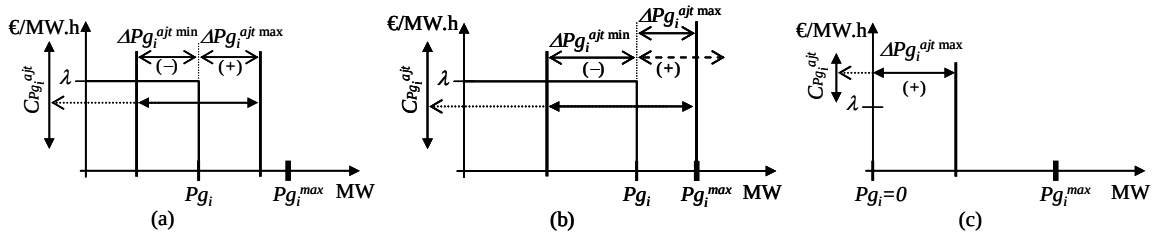


Figura 4.3 – Limites de ajuste de potência activa de um gerador i para as três situações possíveis: (a) $P_{g_i} > 0$ e $P_{g_i} + \Delta P_{g_i}^{ajt\ max} \leq P_{g_i}^{max}$; (b) $P_{g_i} > 0$ e $P_{g_i} + \Delta P_{g_i}^{ajt\ max} = P_{g_i}^{max}$ e (c) $P_{g_i} = 0$ e $0 < \Delta P_{g_i}^{ajt\ max} \leq P_{g_i}^{max}$.

Neste tipo de enquadramento, as cargas também têm um papel preponderante na medida em que, com as suas ofertas de ajuste, podem contribuir para eliminar a violação de algumas restrições do problema ajudando, assim, a tornar o despacho viável do ponto de vista técnico. Este conceito não é novo dado que, em alguns países, existe já a possibilidade de se efectuarem contratos de interruptibilidade. As ofertas de ajuste apresentadas pelas cargas incluem um preço de ajuste, Cc_j^{ajt} , e a quantidade que se admite que possa ser cortada. Nos modelos propostos, admitiu-se que o valor da carga que pode ser cortada corresponde à carga definida no programa base diário proveniente do *Pool* ou o valor associado aos contratos bilaterais apesar de, com facilidade, se poderem assumir valores diferentes. Esta possibilidade de corte de carga traduz-se em mais um recurso que o Operador de Sistema tem para viabilizar do ponto de vista técnico a operação do sistema eléctrico.

As ofertas de ajuste das cargas também poderiam ser formadas por múltiplos blocos, com o objectivo de permitir definir parcelas de cargas prioritárias (preços de ajuste mais altos). Poderiam ainda incluir uma limitação ao nível da quantidade de carga sujeita a corte de modo a evitar a possibilidade de ocorrerem cortes de carga na sua globalidade. Isto significaria admitir uma estrutura de ofertas de ajuste de modo que cada carga apresente patamares de corte associados a preços de corte crescentes.

A informação relativa às ofertas de ajuste dos agentes que participam no mercado deve ser comunicada ao Operador de Sistema em simultâneo com as ofertas que determinam o programa base diário. Deste modo, o Operador de Sistema poderá avaliar a viabilidade do programa base obtido pelo Operador de Mercado e a necessidade de proceder a alterações do mesmo recorrendo para o efeito às ofertas de ajuste. Os ajustes de potência activa requeridos a determinados agentes estarão associados à violação de restrições de operação

e de segurança do sistema, como por exemplo, as decorrentes de congestionamento de ramos, do suporte de potência reactiva e do controlo de tensão do sistema.

Como se compreende, a activação de ofertas de ajuste deverá ser realizada de forma equilibrada e tendo em conta que este recurso está associado a um preço de ajuste. Assim, na presença de violações de restrições técnicas ou de segurança, deverá procurar-se identificar uma solução que, viabilizando a operação do sistema do ponto de vista técnico, esteja associado a um custo de ajuste mínimo. Por outro lado, a utilização das propostas de ajuste apresenta interdependências visto que:

- um ajuste positivo de um gerador terá de ser compensado por um ajuste negativo de outro gerador, uma vez que não se consideraram ajustes positivos de potências de carga;
- um ajuste negativo de um gerador terá de ser acompanhado por um ajuste positivo de outro gerador e/ou por um ajuste negativo de potências de carga;
- um ajuste negativo de carga terá de ser compensado por um ajuste negativo de produção.

4.4 Modelização do Diagrama de Funcionamento dos Alternadores

Na literatura da especialidade relativa ao funcionamento de geradores síncronos, Adkins e Harley (1975), Carvalho (1983), e na análise de sistemas eléctricos em Andersson (2004), Grainger e Stevenson (1994), é conferida especial importância às condições particulares de funcionamento dos alternadores ligados em paralelo com uma rede de potência infinita, sendo incluídos, invariavelmente, os limites de funcionamento dos geradores (diagramas de capacidade).

Os alternadores funcionando em regime equilibrado, não saturado, e em paralelo com uma rede de potência infinita, de modo a manter as condições em que a frequência e a tensão aos terminais das máquinas permanecem constantes, apresentam um domínio de pontos de funcionamento admissíveis delimitado por curvas limite. Os domínios de funcionamento das máquinas síncronas podem ser representados através de diagramas de capacidade ou de potências, onde se representam todos os seus limites e se definem as regiões que determinam a sua capacidade de funcionamento admissível.

A capacidade de funcionamento admissível dos alternadores resulta, portanto, da consideração de diversas limitações nomeadamente de índole eléctrica, magnética e mecânica das máquinas síncronas funcionando como geradores.

Para regimes aproximadamente uniformes e de longa duração, o domínio de funcionamento dos alternadores, com tensão e frequência iguais aos valores nominais, é condicionado nos casos normais, e como primeira aproximação, pelos seguintes factores:

- i) a intensidade de corrente do induzido não deve exceder o valor nominal;
- ii) a intensidade de corrente no enrolamento indutor não deve exceder o valor correspondente aos valores nominais;
- iii) a máquina deve funcionar dentro do seu domínio de estabilidade;
- iv) não devem ser excedidas limitações de carácter mecânico, isto é, não deverá ser excedida a potência máxima que a máquina motora pode fornecer.

Uma vez que existem alternadores de pólos lisos (circulares) e alternadores de pólos salientes largamente utilizados nos sistemas eléctricos, e dado que ambos apresentam características construtivas, eléctricas e de funcionamento diferentes originando diagramas de operação desiguais, apresentam-se de seguida os diagramas e as considerações mais pertinentes para estas duas situações. Serão apresentadas as grandezas que intervêm na construção destes diagramas a menos das quedas óhmicas, uma vez que se desprezam as resistências da armadura dos alternadores, $R \ll X_s$ ou $R \ll X_q$.

Os limites a considerar para o funcionamento de um alternador de pólos lisos são os seguintes:

- limite de intensidade de corrente nominal do induzido, arco $\widehat{jX_s \cdot \bar{I}_n}$;
- limite da máxima excitação, arco $\widehat{\bar{E}_{\max}(i_{\max})}$;
- limite de funcionamento em vazio, eixo Qg ($Mvar$);
- limite de estabilidade dinâmica, curva L_d .

Estes limites determinam-se com o conhecimento dos seguintes dados característicos:

- reactância síncrona, X_s ;

- máxima excitação, $i_{\max}$;

Adicionalmente, o valor da potência máxima da turbina pode ser importante na medida em que poderá representar uma das limitações dos grupos turbo-alternadores e, assim, este valor deverá ser considerado no traçado do diagrama de capacidade. Assim, a Figura 4.4 apresenta o diagrama de capacidade de um alternador de pólos lisos obtido a partir do diagrama de *Behn-Eschenburg*. Neste caso, considerou-se que a potência máxima da turbina é igual à potência activa nominal do alternador, P_{q_n} .

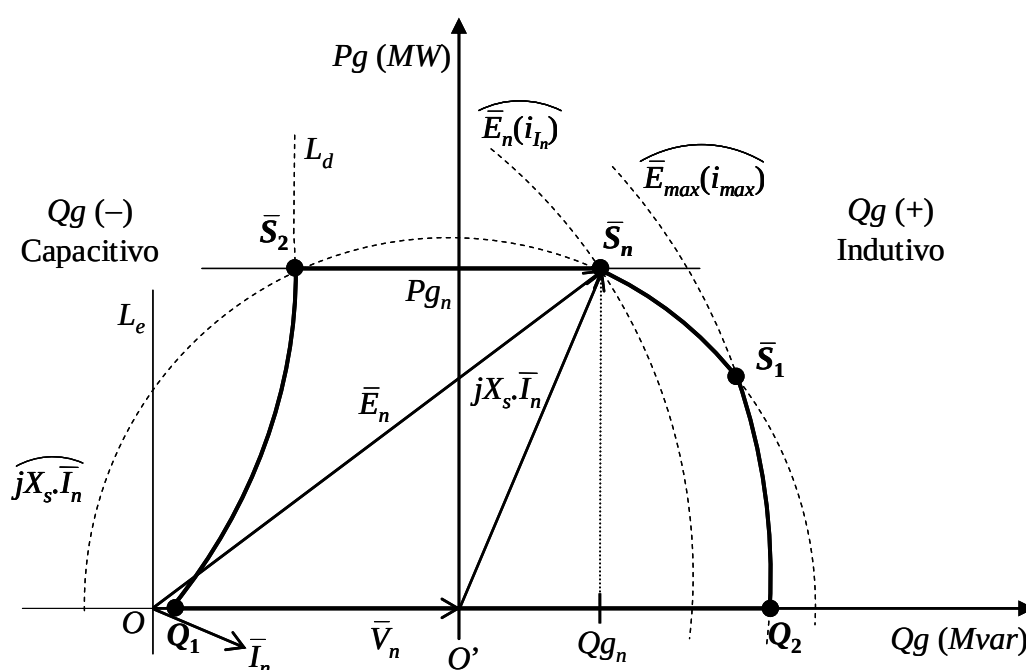


Figura 4.4 – Diagrama de funcionamento de um gerador síncrono de pólos lisos e respectivas curvas limite.

Atendendo a esta figura, as curvas limite de funcionamento de um alternador de pólos lisos correspondem aos seguintes limites:

- curva 1 entre Q_2 e $\bar{S}_1$ representa o limite de campo ou de intensidade de corrente de excitação;
- curva 2 de $\bar{S}_1$ a $\bar{S}_n$ é o limite da armadura ou de intensidade de corrente de induzido;
- curva 3, o arco entre Q_1 e $\bar{S}_n$, representa o limite de estabilidade dinâmica;

- segmento de recta 1, de Q_1 a Q_2 , impõe o limite de funcionamento em vazio;
- segmento de recta 2, de $\bar{S}_2$ a $\bar{S}_n$, é o limite de potência máxima turbinável.

O funcionamento do alternador de pólos lisos é admissível, sem reservas, desde que o ponto de funcionamento se encontre dentro da área definida pela linha fechada $Q_1 Q_2 \bar{S}_1 \bar{S}_n \bar{S}_2 Q_1$.

Para o caso de um alternador de pólos salientes as considerações a fazer são idênticas, mas o traçado do diagrama é mais complexo, uma vez que os topogramas de f.e.m. são representados por circunferências de anisotropia ($X_d \neq X_q$) e a linha limite de estabilidade estática, L_e , não corresponde a uma recta como acontece nos alternadores de pólos lisos. Na Figura 4.5 apresenta-se o diagrama de funcionamento dos alternadores de pólos salientes construído a partir do diagrama de *Blondel*. Os limites de funcionamento dos alternadores de pólos salientes correspondem a:

- limite de intensidade de corrente nominal do alternador, arco $\widehat{jX_q \cdot \bar{I}_n}$;
- limite de intensidade de corrente de máxima excitação, arco $\widehat{\bar{E}_{\max}(i_{\max})}$;
- limite da mudança de sinal da potência activa $P_g = 0$, recta $\overline{OQg}$;
- limite de estabilidade dinâmica, curva L_d .

Uma vez mais, estes limites são determinados através do traçado de diagramas de funcionamento com o conhecimento das características destes alternadores, isto é, os valores da reactância síncrona longitudinal, X_d , a reactância síncrona transversal, X_q , e da máxima excitação que a excitatriz pode fornecer, $i_{\max}$, assim como a máxima potência turbinável, considerada igual a P_{g_n} .

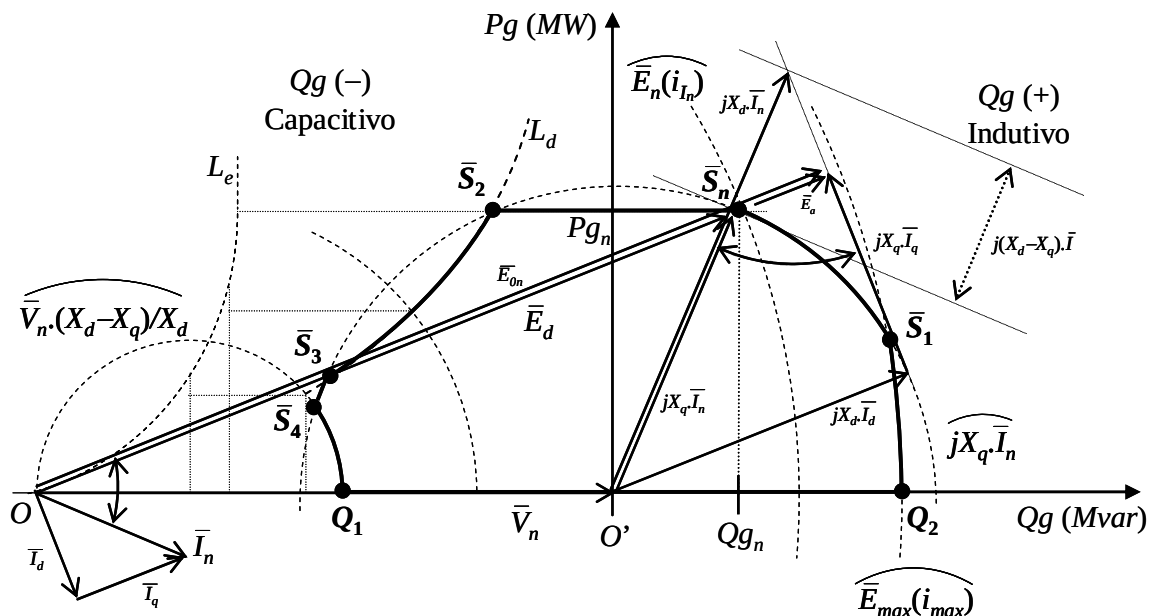


Figura 4.5 – Diagrama de funcionamento de um gerador síncrono de pólos salientes e curvas limite.

Atendendo a esta figura, as curvas limite de funcionamento de um alternador de pólos salientes correspondem, portanto, aos seguintes limites:

- curva 1 entre Q_2 e $\bar{S}_1$ representa o limite de intensidade de corrente de excitação;
- curva 2 de $\bar{S}_1$ a $\bar{S}_n$ é o limite da armadura ou de intensidade de corrente de induzido;
- curva 3, arco entre $\bar{S}_2$ e $\bar{S}_3$, representa o limite de estabilidade dinâmica;
- curva 4, arco de $\bar{S}_3$ a $\bar{S}_4$, representa o limite de intensidade de corrente de excitação;
- curva 5, de $\bar{S}_4$ a Q_1 , traduz o limite de funcionamento sem excitação;
- segmento de recta 1 de Q_1 a Q_2 , corresponde ao limite de funcionamento em vazio;
- segmento de recta 2, limitada pelos pontos $\bar{S}_2$ e $\bar{S}_n$, corresponde à máxima potência da turbina.

Os diagramas de capacidade ou de funcionamento dos geradores síncronos de pólos lisos e de pólos salientes representados na Figura 4.4 e na Figura 4.5 determinam, portanto, os pontos de funcionamento admissíveis destas máquinas.

A modelização destes diagramas de capacidade ou de funcionamento dos geradores obedeceu a um critério que permitisse representar adequadamente a área de funcionamento admissível dos geradores utilizando uma formulação simples e expedita. Deste modo, foi utilizado o processo de linearização das curvas limites de funcionamento dos geradores, conforme representado na Figura 4.6. Assim, na Figura 4.6 (a) representa-se a área de funcionamento admissível aproximada de um alternador de pólos lisos, enquanto que na Figura 4.6 (b) se representa a mesma situação mas para o caso de um alternador de pólos salientes.

As Figuras 4.6 (a) e (b) apresentam uma disposição de eixos, Qg_i e Pg_i , diferente da apresentada na Figura 4.4 e na Figura 4.5, respectivamente, de modo a permitir uma melhor e mais fácil percepção visual dos limites (reais e aproximados) de potência reactiva em função de um determinado valor de potência activa alocada ao gerador i . As expressões referentes aos limites de funcionamento dos alternadores também foram escritas directamente a partir desta disposição de eixos. A disposição de eixos adoptada nas Figuras 4.6 (a) e (b) corresponde, por exemplo, à rotação para a esquerda de 90° dos diagramas de capacidade apresentados na Figura 4.4 e na Figura 4.5, respectivamente, seguida de uma simetria da figura sobre o eixo Qg_i .

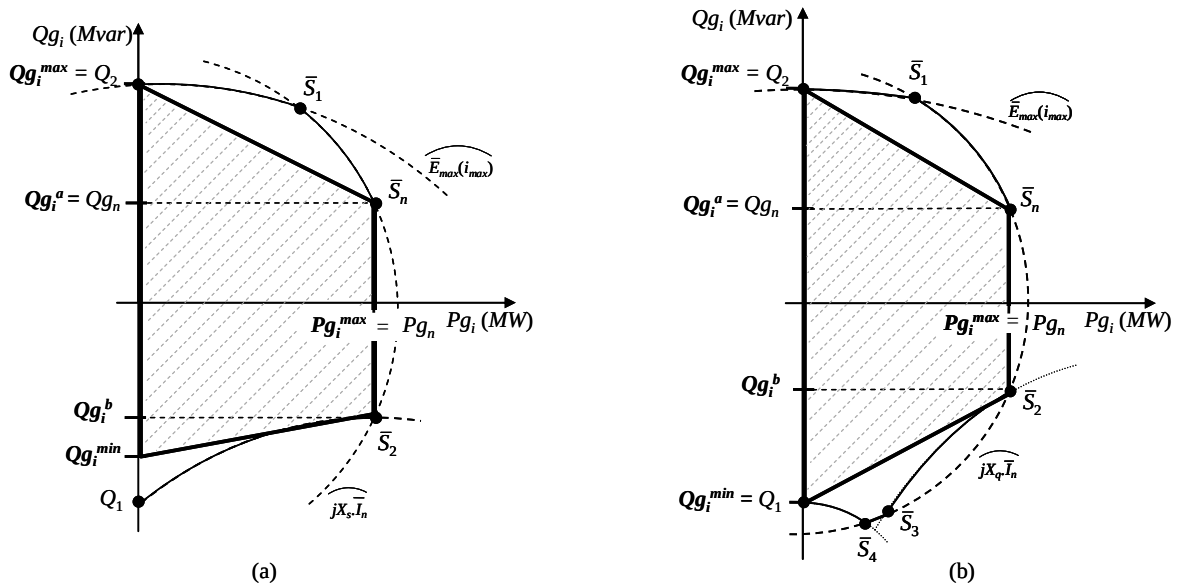


Figura 4.6 – Linearização adoptada das curvas limite de funcionamento dos alternadores: (a) de pólos lisos e (b) de pólos salientes.

A aproximação adoptada da área de funcionamento admissível traduzida pela linearização das curvas limite dos diagramas corresponde à utilização de quatro segmentos de recta. Dois destes segmentos coincidem com os dois segmentos de recta dos diagramas reais, isto é, com os segmentos associados aos limites de mudança de sinal da potência activa e de máxima potência turbinável, segmentos 1 e 2. Os outros dois segmentos de recta linearizam as curvas 1, 2, e 3 do alternador de pólos lisos e as curvas de 1 a 5 no caso do alternador de pólos salientes. Obtêm-se assim as áreas aproximadas de funcionamento admissíveis dos alternadores definidas pelos pontos $Qg_i^{\max} \bar{S}_n \bar{S}_2 Qg_i^{\min}$, como representado através das áreas a tracejado nas Figuras 4.6 (a) e (b).

Assim, a modelização adoptada para os limites de funcionamento dos geradores corresponde aos seguintes limites linearizados da máquina:

- segmento de recta 1 entre $Qg_i^{\max}$ e $\bar{S}_n$, representa os limites de intensidade corrente de excitação e de armadura;
- segmento de recta 2 de $\bar{S}_n$ a $\bar{S}_2$ corresponde ao limite de potência da turbina e/ou ao limite da armadura (corrente de induzido);
- segmento de recta 3, definido pelos pontos $Qg_i^{\min}$ e $\bar{S}_2$, representa os limites de estabilidade dinâmica e/ou de corrente de campo em ambos tipos de alternadores e ainda o limite de funcionamento sem excitação no caso do alternador de pólos salientes;
- segmento de recta 4, de $Qg_i^{\min}$ a $Qg_i^{\max}$, traduz o limite de funcionamento em vazio ou de mudança de sinal da potência activa dos alternadores.

Os limites associados aos segmentos de recta 1 e 3 são representados matematicamente pelas inequações (4.8) e (4.9).

$$Qg_i \leq Qg_i^{\max} - \frac{Qg_i^{\max} - Qg_i^a}{Pg_i^{\max}} \cdot Pg_i \quad (4.8)$$

$$Qg_i \geq Qg_i^{\min} + \frac{Qg_i^b - Qg_i^{\min}}{Pg_i^{\max}} \cdot Pg_i \quad (4.9)$$

Se tal se revelar necessário, a linearização das curvas limite presentes nestes diagramas pode ser realizada de modo a incluir um maior número de segmentos com o objectivo de

aproximar ainda mais a área aproximada em relação à área real de funcionamento admissível dos alternadores minimizando assim o erro de linearização inerente.

Por outro lado, os diagramas aqui apresentados representam os limites de funcionamento dos geradores síncronos na sua generalidade. Por sua vez, para cada máquina em particular estes diagramas dependem das suas características próprias pelo que as magnitudes de cada um destes limites não serão iguais em máquinas com características diferentes. Deste modo, as curvas limite de funcionamento poderão assumir formas ligeiramente diferentes das apresentadas, porquanto um ou mais limites poderão não coincidir de forma exacta com os apresentados nas figuras utilizadas nesta secção.

Estes diagramas correspondem, como já foi referido, a pares de pontos (Pg_i , Qg_i) viáveis para o funcionamento de um alternador e traduzem um efectivo acoplamento entre Pg_i e Qg_i . Com efeito, não é suficiente conhecer $Pg_i^{\max}$ e $Qg_i^{\max}$ uma vez que existem outras condicionantes que impõem restrições ao conjunto de pontos admissíveis. Isto significa que, uma vez definido o programa base, isto é, o valor de Pg_i , a gama de valores admissíveis de Qg_i fica igualmente determinada. Repare-se que a existência de problemas de controlo de tensão/potência reactiva poderia exigir um valor de potência reactiva que não se enquadre na gama de valores admissíveis de Qg_i que se referiu. Esta questão é tanto mais relevante se, atendendo ao carácter local da potência reactiva, os geradores que deverão providenciar esse suporte forem em número limitado. Por esta razão, o valor de Pg_i de um gerador, tal como determinado no programa base, poderá ter de ser reduzido originando uma diminuição da remuneração que esse gerador iria obter no mercado diário. Esta perda de remuneração corresponde ao que se designou por custo de oportunidade nos Capítulos 2 e 3.

4.5 Modelo 1: DIOS Não-Linear com Ofertas de Ajuste – *Pool*

Neste primeiro modelo utilizam-se as equações exactas de trânsitos de potência AC, obtendo-se um problema de optimização não-linear. Para resolver este problema foi adoptado um algoritmo baseado em Programação Quadrática Sequencial (SQP – *Sequential Quadratic Programming*, em literatura de língua inglesa) disponibilizado na *Toolbox* de Optimização do MATLAB, através da função *fmincon()*. Este problema representa um modelo de despacho integrado do Operador de Sistema (DIOS) que tem por base um ambiente de mercado do tipo *Pool*.

Uma vez executado o mercado diário e comunicado o programa base pelo Operador de Mercado ao Operador de Sistema, este procede a estudos de avaliação da viabilidade técnica do respectivo programa inicial. O problema a resolver pelo Operador de Sistema corresponde a um problema de despacho integrado associado à formulação matemática (4.10) a (4.21), adoptando o modelo AC para traduzir as condições de funcionamento do sistema.

$$\text{Min } Z = \sum_{k=1}^{Nl} P_{\text{perd}_k}(V, \theta) \cdot \lambda + \sum_{i=1}^{Ng} |\Delta P g_i| \cdot C g_i^{\text{ajt}} + \sum_{j=1}^{Nc} |\Delta P c_j| \cdot C c_j^{\text{ajt}} \quad (4.10)$$

sujeito a:

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (4.11)$$

$$\theta_{ij}^{\min} \leq \theta_{ij} \leq \theta_{ij}^{\max} \quad (4.12)$$

$$0 \leq P g_i + \Delta P g_i \leq P g_i^{\max} \quad (4.13)$$

$$-\frac{v g_i^{\text{tol}}}{100} \cdot P g_i \leq \Delta P g_i \leq \frac{v g_i^{\text{tol}}}{100} \cdot P g_i \quad (4.14)$$

$$0 \leq \Delta P g_i \leq \frac{v g_i^{\text{tol}}}{100} \cdot P g_i^{\max} \quad (4.15)$$

$$0 \leq P c_j + \Delta P c_j \leq P c_j \quad (4.16)$$

$$Q g_i \geq Q g_i^{\min} + \frac{Q g_i^b - Q g_i^{\min}}{P g_i^{\max}} \cdot (P g_i + \Delta P g_i) \quad (4.17)$$

$$Q g_i \leq Q g_i^{\max} - \frac{Q g_i^{\max} - Q g_i^a}{P g_i^{\max}} \cdot (P g_i + \Delta P g_i) \quad (4.18)$$

$$P_i(V, \theta) = (P g_i + \Delta P g_i) - (P c_i + \Delta P c_i) \quad (4.19)$$

$$Q_i(V, \theta) = Q g_i - Q c_i \quad (4.20)$$

$$0 \leq S_k(V, \theta) \leq S_k^{\max} \quad (4.21)$$

Nesta formulação, Nl representa o número de ramos do sistema, Ng e Nc correspondem ao número de geradores e ao número de cargas, respectivamente, com ofertas de compra/venda de energia eléctrica submetidas no mercado diário (conforme Secção 4.2).

Neste problema, pretende-se minimizar o custo de potência activa de perdas do sistema valorizadas pelo preço marginal de mercado, λ , juntamente com os custos de ajuste de potência activa requeridos aos geradores e às cargas valorizados ao preço de ajuste pretendido por cada um destes agentes. Esta formulação inclui as seguintes restrições:

- (4.11) a (4.13) impõem os limites mínimos e máximos no módulo das tensões, nas diferenças das fases das tensões entre nós e nas potências activas produzidas pelos geradores;
- (4.14) corresponde à gama de ajuste de potência activa dos geradores despachados no *Pool* pelo Operador de Mercado;
- os geradores não despachados pelo Operador de Mercado poderão sofrer ajustes de potência activa desde zero até uma percentagem, vg_i^{tol} , da sua capacidade instalada o que se traduz pela restrição (4.15);
- a restrição (4.16) limita o espaço de soluções possíveis para as cargas despachadas no *Pool*;
- as restrições (4.17) e (4.18) impõem os limites mínimo e máximo de potência reactiva de cada gerador considerando o seu diagrama de capacidade. Considerando a Figura 4.6, estas duas restrições resultam da linearização das curvas de limite de intensidade de corrente de rotor e/ou armadura e de limites de estabilidade dinâmica, e ainda de operação sem excitação, e estão relacionadas com os segmentos de recta 1 e 3 mencionados na Secção 4.4. O limite de corrente de armadura e/ou de máxima potência turbinável, segmento de recta 2 da mesma figura, é representado pelo valor de potência activa máxima disponibilizado pelo gerador;
- as restrições (4.19) e (4.20) correspondem às equações AC das potências activa e reactiva injectadas no nó i em função do módulo e da fase das tensões;
- finalmente, as restrições (4.21) correspondem aos limites dos ramos estabelecidos em termos do trânsito de potência aparente.

Neste modelo, as variáveis de ajustes de potência activa referentes aos geradores, ΔPg_i , acomodam os ajustes necessários de potência activa impostos aos geradores em relação ao programa base diário determinado pelo Operador de Mercado, bem como incrementos de

potência produzida para compensar as perdas activas nos ramos da rede, garantindo assim a exploração do sistema eléctrico em boas condições de operação e de segurança.

4.6 Modelos Linearizados

Os modelos que se apresentam nas secções seguintes correspondem a formulações cujo algoritmo de solução se baseia em SLP, *Sequential Linear Programming* em literatura de língua inglesa. Assim, as formulações matemáticas destes modelos são lineares uma vez que o algoritmo SLP consiste em sucessivas linearizações das expressões de trânsito de potências AC estabelecidas para o ponto de funcionamento obtido através de sucessivos estudos de trânsito de potências AC utilizando o método de *Newton-Raphson*. A implementação destes modelos permite tratar problemas de maior dimensão do que os associados ao Modelo não linear anterior sem comprometer o tempo de cálculo. Cada um dos problemas é resolvido através da função *linprog()* disponibilizada na *Toolbox* do MATLAB. Esta função utiliza o método de Pontos Interiores para resolver os problemas implementados.

4.6.1 Linearização das Expressões de Trânsito de Potências e da Potência Activa de Perdas

Nesta subsecção são apresentadas as expressões linearizadas dos trânsitos de potência activa, reactiva e aparente e das perdas activas nas linhas de transmissão e nos transformadores, bem como as equações AC do problema de trânsito de potências, considerando apenas os termos de primeira ordem das Séries de *Taylor*. Estas expressões são utilizadas nos modelos referenciados como Modelos 2 a 11 a apresentar neste capítulo bem como nos Capítulos 5 e 6.

As expressões que traduzem as condições de funcionamento dos sistemas eléctricos utilizadas nos modelos desenvolvidos e implementados computacionalmente correspondem às expressões AC de trânsito de potências amplamente referenciadas na literatura da especialidade, Grainger e Stevenson (1994), Andersson (2004).

As expressões gerais dos trânsitos de potência activa, P_{ij} , e reactiva, Q_{ij} , nas linhas e nos transformadores, bem como das respectivas perdas activas, p_{ij} , são dadas por (4.22) a (4.24).

$$P_{ij} = -G_{ij} \cdot V_i^2 + V_i \cdot V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \quad (4.22)$$

$$Q_{ij} = B_{ij} \cdot V_i^2 + V_i \cdot V_j \cdot (-B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \quad (4.23)$$

$$p_{ij} = -G_{ij} \cdot (V_i^2 + V_j^2) + 2 \cdot G_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij} \quad (4.24)$$

Nestas expressões, θ_{ij} representa a diferença de fases nos nós i e j , θ_i e θ_j . Por outro lado, V_i e V_j são os módulos das tensões nos nós i e j e as grandezas G_{ij} e B_{ij} correspondem às componentes real e imaginária do elemento ij da matriz das admitâncias nodais da rede, $\bar{Y}$. Esta matriz é construída da forma usual considerando que o elemento da diagonal principal $\bar{Y}_{ii}$ representa o somatório das admitâncias dos ramos da rede ligados ao nó i (4.25) e o elemento $\bar{Y}_{ij}$ representa o simétrico da admitância dos ramos da rede ligados entre os nós i e j (4.26) admitindo-se que Nn representa o número de nós do sistema.

$$\bar{Y}_{ii} = G_{ii} + j \cdot B_{ii} = \sum_{k \neq i}^{Nn} (G_{ik} + j \cdot B_{ik}) = \sum_{k \neq i}^{Nn} \frac{r_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} + j \cdot \sum_{k \neq i}^{Nn} \left(-\frac{x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} + \frac{1}{2} \cdot y_{ik}^{sh} \right) \quad (4.25)$$

$$\bar{Y}_{ij} = \bar{Y}_{ji} = G_{ij} + j \cdot B_{ij} = -\frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} + j \cdot \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad (4.26)$$

Nestas expressões G_{ii} , B_{ii} , G_{ij} e B_{ij} representam elementos das partes real e imaginária, G e B , da matriz das admitâncias $\bar{Y}$ e r_{ij} , r_{ik} , x_{ij} , x_{ik} e y_{ik}^{sh} representam a resistência, a reactância e o valor total da admitância *shunt* dos ramos do sistema.

As expressões gerais das potências activa e reactiva injectadas em cada um dos nós do sistema, P_i e Q_i , correspondem a (4.27) e (4.28) em que Nn representa o número de nós do sistema.

$$P_i = V_i \cdot \sum_{k=1}^{Nn} V_k \cdot (G_{ik} \cdot \cos \theta_{ik} + B_{ik} \cdot \sin \theta_{ik}) \quad (4.27)$$

$$Q_i = V_i \cdot \sum_{k=1}^{Nn} V_k \cdot (G_{ik} \cdot \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cdot \cos \theta_{ik}) \quad (4.28)$$

As expressões (4.22) e (4.23) dos trânsitos de potência activa e reactiva podem ser linearizadas considerando os termos de 1ª ordem do seu desenvolvimento em série de *Taylor* obtendo-se assim (4.29) e (4.30).

$$\Delta P_{ij} \approx \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} \cdot \Delta V_i + \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} \cdot \Delta V_j + \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} \cdot \Delta \theta_i + \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j} \cdot \Delta \theta_j \quad (4.29)$$

$$\Delta Q_{ij} \approx \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} \cdot \Delta V_i + \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} \cdot \Delta V_j + \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_i} \cdot \Delta \theta_i + \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_j} \cdot \Delta \theta_j \quad (4.30)$$

Na expressão (4.29) as derivadas parciais $\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i}$, $\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j}$, $\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i}$ e $\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j}$ obtêm-se através de (4.31) a (4.34).

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} = -2 \cdot G_{ij} \cdot V_i + V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \quad (4.31)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} = V_i \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \quad (4.32)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} = V_i \cdot V_j \cdot (-G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \quad (4.33)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j} = -\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} = V_i \cdot V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \quad (4.34)$$

Por seu lado, as derivadas parciais $\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i}$, $\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j}$, $\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_i}$ e $\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_j}$ são dadas por (4.35) a (4.38).

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} = 2 \cdot B_{ij} \cdot V_i + V_j \cdot (-B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \quad (4.35)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} = V_i \cdot (-B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \quad (4.36)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_i} = V_i \cdot V_j \cdot (B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} + G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \quad (4.37)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_j} = -\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_i} = V_i \cdot V_j \cdot (-B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \quad (4.38)$$

Em relação à potência activa de perdas nos ramos do sistema, obtém-se a expressão linearizada (4.39) em que as derivadas parciais aí presentes são dadas por (4.40) a (4.43).

$$\Delta p_{ij} \approx \frac{\partial p_{ij}}{\partial V_i} \cdot \Delta V_i + \frac{\partial p_{ij}}{\partial V_j} \cdot \Delta V_j + \frac{\partial p_{ij}}{\partial \theta_i} \cdot \Delta \theta_i + \frac{\partial p_{ij}}{\partial \theta_j} \cdot \Delta \theta_j \quad (4.39)$$

$$\frac{\partial p_{ij}}{\partial V_i} = -2 \cdot G_{ij} \cdot V_i + 2 \cdot G_{ij} \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij} \quad (4.40)$$

$$\frac{\partial p_{ij}}{\partial V_j} = -2 \cdot G_{ij} \cdot V_j + 2 \cdot G_{ij} \cdot V_i \cdot \cos \theta_{ij} \quad (4.41)$$

$$\frac{\partial p_{ij}}{\partial \theta_i} = -2 \cdot G_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ij} \quad (4.42)$$

$$\frac{\partial p_{ij}}{\partial \theta_j} = -\frac{\partial p_{ij}}{\partial \theta_i} = 2 \cdot G_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ij} \quad (4.43)$$

As expressões linearizadas das potências activas e reactivas injectadas em cada um dos nós do sistema eléctrico, ΔP_i e ΔQ_i , resultam de (4.27) e (4.28) e são dadas por (4.44) e (4.45).

$$\Delta P_i = \sum_{k=1}^{Nn} \frac{\partial P_i}{\partial V_k} \cdot \Delta V_k + \sum_{k=1}^{Nn} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} \cdot \Delta \theta_k \quad (4.44)$$

$$\Delta Q_i = \sum_{k=1}^{Nn} \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} \cdot \Delta V_k + \sum_{k=1}^{Nn} \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} \cdot \Delta \theta_k \quad (4.45)$$

As respectivas derivadas parciais em função de V_k e θ_k , com $k=1, 2, \dots, i, \dots, Nn$, são dadas por (4.46) a (4.53).

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_i} = G_{ii} \cdot V_i + \sum_{k=1}^{Nn} V_k \cdot (G_{ik} \cdot \cos \theta_{ik} + B_{ik} \cdot \sin \theta_{ik}) \quad (4.46)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_k} = V_i \cdot (G_{ik} \cdot \cos \theta_{ik} + B_{ik} \cdot \sin \theta_{ik}) \quad (4.47)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = -B_{ii} \cdot V_i^2 + V_i \cdot \sum_{k=1}^{Nn} V_k \cdot (-G_{ik} \cdot \sin \theta_{ik} + B_{ik} \cdot \cos \theta_{ik}) \quad (4.48)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = V_i \cdot V_k \cdot (G_{ik} \cdot \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cdot \cos \theta_{ik}) \quad (4.49)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -B_{ii} \cdot V_i + \sum_{k=1}^{Nn} V_k \cdot (G_{ik} \cdot \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cdot \cos \theta_{ik}) \quad (4.50)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_k} = V_i \cdot (G_{ik} \cdot \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cdot \cos \theta_{ik}) \quad (4.51)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = -G_{ii} \cdot V_i^2 + V_i \cdot \sum_{k=1}^{Nn} V_k \cdot (G_{ik} \cdot \cos \theta_{ik} + B_{ik} \cdot \sin \theta_{ik}) \quad (4.52)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} = V_i \cdot V_k \cdot (-G_{ik} \cdot \cos \theta_{ik} - B_{ik} \cdot \sin \theta_{ik}) \quad (4.53)$$

A partir das derivadas parciais de P_{ij} e de Q_{ij} e das expressões lineares obtidas para ΔP_{ij} e para ΔQ_{ij} é possível calcular ΔS_{ij} considerando que S_{ij} é uma função não linear de V_i , V_j , θ_i , e θ_j dada por (4.54).

$$S_{ij} = \sqrt{(P_{ij}(V_i, V_j, \theta_i, \theta_j))^2 + (Q_{ij}(V_i, V_j, \theta_i, \theta_j))^2} \quad (4.54)$$

Então o desvio de ΔS_{ij} é dado por (4.55) a partir da qual se pode obter (4.56).

$$\begin{aligned} \Delta S_{ij} = & \frac{1}{2} \cdot S_{ij}^{-1} \cdot \left[2 \cdot P_{ij} \cdot \left(\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} \cdot \Delta V_i + \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} \cdot \Delta V_j + \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} \cdot \Delta \theta_i + \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j} \cdot \Delta \theta_j \right) \right] + \\ & + \frac{1}{2} \cdot S_{ij}^{-1} \cdot \left[2 \cdot Q_{ij} \cdot \left(\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} \cdot \Delta V_i + \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} \cdot \Delta V_j + \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_i} \cdot \Delta \theta_i + \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_j} \cdot \Delta \theta_j \right) \right] \end{aligned} \quad (4.55)$$

$$\Delta S_{ij} = \frac{P_{ij}}{S_{ij}} \cdot \Delta P_{ij}(\Delta V_i, \Delta V_j, \Delta \theta_i, \Delta \theta_j) + \frac{Q_{ij}}{S_{ij}} \cdot \Delta Q_{ij}(\Delta V_i, \Delta V_j, \Delta \theta_i, \Delta \theta_j) \quad (4.56)$$

4.6.2 Modelo 2: DIOS Linearizado com Ofertas de Ajuste – Pool

O modelo que se apresenta nesta subsecção corresponde ao modelo apresentado na Secção 4.5 adaptado ao algoritmo de solução baseado em Programação Linear Sequencial (SLP – *Sequential Linear Programming*, em literatura de língua inglesa). A linearização das equações AC do trânsito de potências e das expressões não lineares de trânsitos de potência activa, reactiva e aparente e de potência activa de perdas foi detalhada no ponto anterior. As expressões linearizadas referidas são calculadas para o ponto de funcionamento obtido

pela resolução de um problema de trânsito de potências AC utilizando o método de *Newton-Raphson*. Este problema é resolvido em cada ciclo do SLP.

A formulação matemática deste Modelo é dada por (4.57) a (4.68).

$$\text{Min } Z = \sum_{k=1}^{Nl} \Delta P_{perd_k}(\Delta V, \Delta \theta) \cdot \lambda + \sum_{i=1}^{Ng} |\Delta P g_i| \cdot C g_i^{ajt} + \sum_{j=1}^{Nc} |\Delta P c_j| \cdot C c_j^{ajt} \quad (4.57)$$

sujeito a:

$$\Delta V_i^{\min} \leq \Delta V_i \leq \Delta V_i^{\max} \quad (4.58)$$

$$\Delta \theta_{ij}^{\min} \leq \Delta \theta_{ij} \leq \Delta \theta_{ij}^{\max} \quad (4.59)$$

$$\Delta P g_i^{\min} \leq \Delta P g_i \leq \Delta P g_i^{\max} \quad (4.60)$$

$$-\frac{v g_i^{tol}}{100} \cdot P g_i \leq \Delta P g_i \leq \frac{v g_i^{tol}}{100} \cdot P g_i \quad (4.61)$$

$$0 \leq \Delta P g_i \leq \frac{v g_i^{tol}}{100} \cdot P g_i^{\max} \quad (4.62)$$

$$-P c_j \leq \Delta P c_j \leq 0 \quad (4.63)$$

$$Q g_i \geq Q g_i^{\min} + \frac{Q g_i^b - Q g_i^{\min}}{P g_i^{\max}} \cdot (P g_i + \Delta P g_i) \quad (4.64)$$

$$Q g_i \leq Q g_i^{\max} - \frac{Q g_i^{\max} - Q g_i^a}{P g_i^{\max}} \cdot (P g_i + \Delta P g_i) \quad (4.65)$$

$$\Delta P_i(\Delta V, \Delta \theta) = \Delta P g_i - \Delta P c_i \quad (4.66)$$

$$\Delta Q_i(\Delta V, \Delta \theta) = \Delta Q g_i - \Delta Q c_i \quad (4.67)$$

$$\Delta S_{ij}^{\min} \leq \Delta S_{ij}(\Delta V, \Delta \theta) \leq \Delta S_{ij}^{\max} \quad (4.68)$$

A função objectivo desta formulação, (4.57), minimiza a soma do custo dos desvios das perdas de potência activa afectadas pelo preço uniforme do sistema, λ , e dos custos dos desvios resultantes de ajustes de geradores e de cargas afectados pelos seus preços de ajuste comunicados ao Operador de Sistema. As restrições incluídas neste modelo correspondem a:

- as restrições (4.58) a (4.60) impõem os limites de desvios mínimos e máximos do módulo das tensões, das diferenças de fases das tensões entre nós do sistema e das potências activas dos geradores;
- as restrições (4.61) a (4.63) correspondem aos valores de ajustes permitidos para os geradores despachados, para os geradores não despachados e para as cargas despachadas no *Pool*, respectivamente;
- as restrições (4.64) e (4.65) definem as restrições limite de funcionamento de cada gerador que aproximam o diagrama de capacidade respectivo, conforme exposto na Secção 4.4;
- as restrições (4.66) e (4.67) correspondem às equações de desvios de potências activas e reactivas injectadas no nó i , e (4.68) define os limites mínimo e máximo de variação de potência aparente no ramo ij . O valor de ΔS_{ij} é calculado por (4.56) em função do módulo e da fase das tensões nos nós extremos de cada ramo.

4.6.3 Modelo 3: DIOS Linearizado com Alocação de Perdas e Ofertas de Ajuste – *Pool*

Nesta subsecção, o problema de optimização que permite identificar os ajustes de potência activa face ao programa base, se necessário, e de suporte de potência reactiva e controlo de tensão é formulado por (4.69) a (4.82), admitindo um sistema com N_g geradores, N_c cargas e N_l ramos.

A função objectivo (4.69) minimiza o custo global dos ajustes necessários à operação do sistema e corresponde à soma de três parcelas. A primeira parcela representa o custo dos desvios das perdas activas traduzido pelo produto da contribuição de cada gerador para compensar essas perdas, ΔPg_i^{perd} , pelo preço marginal do sistema obtido no *Pool*, λ . A segunda e a terceira parcelas correspondem aos custos de ajuste devidos às variações de potências produzidas e de carga em relação ao programa base inicialmente definido. Estes custos de ajuste são expressos pelas somas dos produtos das quantidades ajustadas pelos respectivos preços de ajuste.

Assim, e em comparação com a formulação apresentada na subsecção anterior, nota-se a existência de dois tipos de variáveis de ajuste de potência activa produzida. As primeiras,

ΔPg_i^{perd} , representam de forma individualizada, a contribuição de cada gerador para equilibrar a potência activa de perdas no sistema. As segundas, ΔPg_i^{ajt} , representam os ajustes da potência activa produzida pelo gerador i , face ao valor determinado pelo Operador de Mercado, necessários à eliminação de congestionamentos de ramos ou, por exemplo, decorrentes da necessidade do gerador i diminuir a sua produção de potência activa para lhe ser possível atingir um determinado nível de potência reactiva requerida pelo Operador de Sistema. Esta separação permite, por exemplo, atribuir a produção de potência necessária ao equilíbrio das perdas a cada gerador de modo que este serviço possa ser remunerado de um modo mais directo e transparente.

$$\text{Min } Z = \sum_{i=1}^{Ng} \Delta Pg_i^{perd} \cdot \lambda + \sum_{i=1}^{Ng} |\Delta Pg_i^{ajt}| \cdot Cg_i^{ajt} + \sum_{j=1}^{Nc} |\Delta Pc_j| \cdot Cc_j^{ajt} \quad (4.69)$$

sujeito a:

$$\Delta V_i^{\min} \leq \Delta V_i \leq \Delta V_i^{\max} \quad (4.70)$$

$$\Delta \theta_{ij}^{\min} \leq \Delta \theta_{ij} \leq \Delta \theta_{ij}^{\max} \quad (4.71)$$

$$0 \leq \Delta Pg_i^{perd} \leq \Delta Pg_i^{\max} \quad (4.72)$$

$$-\frac{vg_i^{tol}}{100} \cdot Pg_i \leq \Delta Pg_i^{ajt} \leq \frac{vg_i^{tol}}{100} \cdot Pg_i \quad (4.73)$$

$$0 \leq \Delta Pg_i^{ajt} \leq \frac{vg_i^{tol}}{100} \cdot Pg_i^{\max} \quad (4.74)$$

$$\Delta Pg_i^{\min} \leq \Delta Pg_i^{ajt} + \Delta Pg_i^{perd} \leq \Delta Pg_i^{\max} \quad (4.75)$$

$$-Pc_j \leq \Delta Pc_j \leq 0 \quad (4.76)$$

$$Qg_i \leq Qg_i^{\max} - \frac{Qg_i^{\max} - Qg_i^a}{Pg_i^{\max}} \cdot (Pg_i + \Delta Pg_i^{ajt} + \Delta Pg_i^{perd}) \quad (4.77)$$

$$Qg_i \geq Qg_i^{\min} + \frac{Qg_i^b - Qg_i^{\min}}{Pg_i^{\max}} \cdot (Pg_i + \Delta Pg_i^{ajt} + \Delta Pg_i^{perd}) \quad (4.78)$$

$$\sum_{k=1}^{Nl} \Delta Pperd_k(\Delta V, \Delta \theta) = \sum_{i=1}^{Ng} \Delta Pg_i^{perd} \quad (4.79)$$

$$\Delta P_i (\Delta V, \Delta \theta) = (\Delta P g_i^{ajt} + \Delta P g_i^{perd}) - \Delta P c_i \quad (4.80)$$

$$\Delta Q_i (\Delta V, \Delta \theta) = \Delta Q g_i - \Delta Q c_i \quad (4.81)$$

$$\Delta S_{ij}^{\min} \leq \Delta S_{ij} (\Delta V, \Delta \theta) \leq \Delta S_{ij}^{\max} \quad (4.82)$$

A função objectivo acima referida encontra-se sujeita às seguintes restrições:

- (4.70) e (4.71) representam os limites mínimo e máximo das variações do módulo das tensões nos nós e das diferenças de fases das tensões em nós do sistema;
- a potência activa produzida pelo gerador i pode variar face ao valor inicial de modo a contribuir para compensar as perdas activas do sistema, $\Delta P g_i^{perd}$, e/ou por ajustes necessários para satisfazer restrições do sistema, $\Delta P g_i^{ajt}$. Neste sentido, a restrição (4.72) impõe o limite de contribuição de cada gerador para compensar perdas activas, as restrições (4.73) e (4.74) impõem os limites técnicos ou operacionais de ajuste dos geradores despachados e dos não despachados no *Pool* e (4.75) estabelece os limites para a soma destes dois tipos de desvios de produção de potência activa. Por sua vez, a restrição (4.76) representa o ajuste de potência activa possível de cada uma das cargas. Recorde-se que este ajuste poderá apenas corresponder a um corte de carga;
- as restrições (4.77) e (4.78) correspondem às curvas superior e inferior que limitam o diagrama de capacidade de cada gerador, isto é, os segmentos de recta 1 e 3 referidos em 4.4 para o diagrama aproximado de funcionamento conforme ilustrado na Figura 4.6;
- a restrição (4.79) corresponde ao equilíbrio entre as perdas activas totais do sistema e a soma das perdas activas alocadas a cada gerador. Esta restrição foi estabelecida de tal modo que, em cada ciclo do SLP, o somatório dos desvios da potência activa de perdas em cada ramo do sistema seja igual ao somatório das variáveis de ajuste da produção de potência activa de perdas dos geradores do sistema. Por sua vez, os desvios de potência activa de perdas em cada ramo do sistema são obtidos utilizando a expressão linearizada (4.39) em que os valores das derivadas parciais (4.40) a (4.43) são obtidos para o ponto de funcionamento identificado pela resolução de um estudo AC de trânsito de potências;

- as restrições (4.80) e (4.81) referem-se às equações linearizadas das potências activas e reactivas injectadas no nó i . Estas restrições utilizam as expressões linearizadas das potências injectadas referidas em 4.6.1;
- finalmente, as restrições (4.82) impõem os limites mínimos e máximos da potência aparente no ramo ij .

4.6.4 Modelo 4: DIOS Linearizado com Alocação de Perdas e Ofertas de Ajuste – Pool e Contratos Bilaterais – Admitindo Ajustes Cruzados

Nesta subsecção apresenta-se um modelo de despacho integrado de potências activa e reactiva em que o ambiente de mercado considerado admite a coexistência do *Pool* e de contratos bilaterais físicos, isto é, considerando a existência de um modelo de mercado misto. O Modelo (4.83) a (4.102) admite, por outro lado, que um ajuste da potência activa associada a uma entidade despachada no *Pool* possa ser compensado por um ajuste da potência activa associada a uma entidade que estabeleceu um contrato bilateral. Esta possibilidade de ajustes cruzados corresponde, por exemplo, a uma situação em que uma diminuição da potência activa produzida por um gerador despachado no *Pool* seja compensada por uma redução da potência activa de carga associada a um contrato bilateral físico. Esta formulação admitindo ajustes cruzados, mais flexível, evoluirá na subsecção seguinte para uma formulação em que este tipo de ajustes cruzados não é admitido.

Neste modelo pretende-se minimizar a função objectivo (4.83), composta por várias parcelas:

- a primeira está relacionada com a potência activa de perdas que será atribuída a cada um dos geradores de modo a compensar as perdas activas nos ramos do sistema. Nesta formulação existem variáveis específicas de ajuste afectas aos geradores:
 - despachados pelo *Pool* associadas à compensação de perdas (ΔPg_i^{perdOM}) e a ajustes devido a restrições técnicas e de segurança (ΔPg_i^{ajtOM});
 - associados a contratos bilaterais físicos correspondentes à compensação de perdas (ΔPg_i^{perdCB}) e a ajustes devido a restrições técnicas e de segurança (ΔPg_i^{ajtCB}).

Uma vez mais, na função objectivo é considerado o preço uniforme de mercado, λ , para remunerar os geradores por compensação de perdas;

- a segunda e a terceira parcelas representam os custos de ajuste dos geradores e das cargas que participaram no mercado diário. Nestes somatórios, Ng^{OM} e Nc^{OM} são o número de geradores e o número de cargas que ofertaram no mercado diário;
- a quarta e a quinta parcelas estão relacionadas com as injeções de potência activa dos contratos bilaterais efectuados e representam os correspondentes custos de ajustes de produção e de carga. Nestas parcelas, Ng^{CB} e Nc^{CB} são o número de geradores e o número de cargas que celebraram contratos bilaterais.

$$\begin{aligned} \text{Min } Z = & \sum_{i=1}^{Ng} (\Delta Pg_i^{perdOM} + \Delta Pg_i^{perdCB}) \cdot \lambda + \sum_{i=1}^{Ng^{OM}} |\Delta Pg_i^{ajtOM}| \cdot Cg_i^{ajtOM} + \\ & + \sum_{j=1}^{Nc^{OM}} |\Delta Pc_j^{ajtOM}| \cdot Cc_j^{ajtOM} + \sum_{p=1}^{Ng^{CB}} |\Delta Pg_p^{ajtCB}| \cdot Cg_p^{ajtCB} + \sum_{q=1}^{Nc^{CB}} |\Delta Pc_q^{ajtCB}| \cdot Cc_q^{ajtCB} \end{aligned} \quad (4.83)$$

sujeito a:

$$\Delta V_i^{\min} \leq \Delta V_i \leq \Delta V_i^{\max} \quad (4.84)$$

$$\Delta \theta_{ij}^{\min} \leq \Delta \theta_{ij} \leq \Delta \theta_{ij}^{\max} \quad (4.85)$$

$$0 \leq \Delta Pg_i^{perdOM} \leq \Delta Pg_i^{\max OM} \quad (4.86)$$

$$0 \leq \Delta Pg_q^{perdCB} \leq \Delta Pg_q^{\max CB} \quad (4.87)$$

$$-\frac{vg_i^{tolOM}}{100} \cdot Pg_i^{OM} \leq \Delta Pg_i^{ajtOM} \leq \frac{vg_i^{tolOM}}{100} \cdot Pg_i^{OM} \quad (4.88)$$

$$-\frac{vg_p^{tolCB}}{100} \cdot Pg_p^{CB} \leq \Delta Pg_p^{ajtCB} \leq \frac{vg_p^{tolCB}}{100} \cdot Pg_p^{CB} \quad (4.89)$$

$$0 \leq \Delta Pg_i^{ajtOM} \leq \frac{vg_i^{tolOM}}{100} \cdot Pg_i^{\max OM} \quad (4.90)$$

$$\Delta Pg_i^{\min OM} \leq \Delta Pg_i^{ajtOM} + \Delta Pg_i^{perdOM} \leq \Delta Pg_i^{\max OM} \quad (4.91)$$

$$\Delta Pg_p^{\min CB} \leq \Delta Pg_p^{ajtCB} + \Delta Pg_p^{perdCB} \leq \Delta Pg_p^{\max CB} \quad (4.92)$$

$$-Pc_j^{OM} \leq \Delta Pc_j^{ajtOM} \leq 0 \quad (4.93)$$

$$-Pc_q^{CB} \leq \Delta Pc_q^{ajtCB} \leq 0 \quad (4.94)$$

$$Qg_i^{OM} \leq Qg_i^{\max OM} - \frac{Qg_i^{\max OM} - Qg_i^{aOM}}{Pg_i^{\max OM}} \cdot (Pg_i^{OM} + \Delta Pg_i^{ajtOM} + \Delta Pg_i^{perdOM}) \quad (4.95)$$

$$Qg_i^{OM} \geq Qg_i^{\min OM} + \frac{Qg_i^{bOM} - Qg_i^{\min OM}}{Pg_i^{\max OM}} \cdot (Pg_i^{OM} + \Delta Pg_i^{ajtOM} + \Delta Pg_i^{perdOM}) \quad (4.96)$$

$$Qg_p^{CB} \leq Qg_p^{\max CB} - \frac{Qg_p^{\max CB} - Qg_p^{aCB}}{Pg_p^{\max CB}} \cdot (Pg_p^{CB} + \Delta Pg_p^{ajtCB} + \Delta Pg_p^{perdCB}) \quad (4.97)$$

$$Qg_p^{CB} \geq Qg_p^{\min CB} + \frac{Qg_p^{bCB} - Qg_p^{\min CB}}{Pg_p^{\max CB}} \cdot (Pg_p^{CB} + \Delta Pg_p^{ajtCB} + \Delta Pg_p^{perdCB}) \quad (4.98)$$

$$\sum_{k=1}^{NI} \Delta Pperd_k(\Delta V, \Delta \theta) = \sum_{i=1}^{Ng} (\Delta Pg_i^{perdOM} + \Delta Pg_i^{perdCB}) \quad (4.99)$$

$$\begin{aligned} \Delta P_i(\Delta V, \Delta \theta) = & (\Delta Pg_i^{ajtOM} + \Delta Pg_i^{perdOM} + \Delta Pg_i^{ajtCB} + \Delta Pg_i^{perdCB}) + \\ & - (\Delta Pc_i^{ajtOM} + \Delta Pc_i^{ajtCB}) \end{aligned} \quad (4.100)$$

$$\Delta Q_i(\Delta V, \Delta \theta) = (\Delta Qg_i^{OM} + \Delta Qg_i^{CB}) - (\Delta Qc_i^{OM} + \Delta Qc_i^{CB}) \quad (4.101)$$

$$\Delta S_{ij}^{\min} \leq \Delta S_{ij}(\Delta V, \Delta \theta) \leq \Delta S_{ij}^{\max} \quad (4.102)$$

A função objectivo deste modelo está sujeita a várias restrições como se indica de seguida:

- as restrições (4.84) e (4.85) referem-se às margens de variação do módulo da tensão no nó i e à diferença das fases das tensões nos nós i e j do sistema;
- as restrições (4.86) e (4.87) impõem os limites das variáveis de ajuste por perdas activas dos geradores que participam num ou no outro tipo de transacção de energia eléctrica – no *Pool* ou através de contratos bilaterais. Em ambos os casos, estes ajustes devem obedecer a limites máximos;
- as restrições (4.88) e (4.89) estabelecem os limites mínimos e máximos dos ajustes de potência activa dos geradores em termos de uma percentagem vg_i^{tolOM} face ao despacho do Operador de Mercado e de vg_i^{tolCB} face à potência inerente aos contratos bilaterais. No caso de um gerador ter participado no mercado diário e não ter sido despachado, o limite de potência activa com o qual pode ser despachado pelo

Operador de Sistema, quantidade máxima da oferta de ajuste, corresponde a uma percentagem da sua potência activa instalada, de acordo com a restrição (4.90);

- as restrições (4.91) e (4.92) estabelecem que o ajuste total de um gerador i , relacionado com as parcelas de compensação de perdas activas e a de variação de potência activa para verificar as restrições de operação ou de segurança, devem obedecer a valores limite mínimo e máximo;
- as restrições (4.93) e (4.94) exprimem os limites de ajuste das potências de carga que ofertaram no mercado diário e das cargas que estabeleceram contratos bilaterais físicos;
- atendendo ao diagrama de capacidade dos alternadores, as restrições (4.95) e (4.96) correspondem às expressões linearizadas das curvas limite referidas na Secção 4.4 para os geradores do *Pool*. As restrições (4.97) e (4.98) modelizam as curvas correspondentes para os geradores associados a contratos bilaterais físicos;
- a restrição (4.99) estabelece que a soma dos desvios das perdas activas verificadas em todos os ramos do sistema corresponde à soma dos desvios para compensar perdas activas verificados nos geradores do *Pool* e nos geradores associados a contratos bilaterais. Nesta restrição, considerou-se que Nl é o número ramos e que Ng representa o número de geradores (do *Pool* e os envolvidos em contratos bilaterais);
- as restrições (4.100) e (4.101) representam as versões linearizadas das equações de potências activas e reactivas injectadas dos trânsitos de potências AC, para cada nó do sistema. Ambas as restrições estão formuladas em termos das expressões linerizadas em função das variações do módulo e da fase das tensões, estabelecidas na Subsecção 4.6.1;
- finalmente, a restrição (4.102) determina a variação mínima e máxima dos limites térmicos dos ramos, em função da sua potência aparente. A expressão $\Delta S_{ij}(\Delta V, \Delta \theta)$ corresponde à expressão linearizada da potência aparente no ramo ij (4.56) em função das variações do módulo e da fase das tensões.

4.6.5 Modelo 5: DIOS Linearizado com Alocação de Perdas e Ofertas de Ajuste – *Pool* e Contratos Bilaterais –, Considerando Ajustes Separados

O quinto e último modelo deste capítulo pode ser interpretado como uma evolução do Modelo 4, no sentido em que, também aqui, se reconhece a coexistência de dois tipos de subsistemas comerciais responsáveis pela obtenção de dois programas base independentes, o mercado diário gerido pelo Operador de Mercado e os contratos bilaterais físicos estabelecidos entre agentes compradores e vendedores. Considerando estes dois mecanismos de transacção, o Modelo 5 está formulado de modo a separar os ajustes de potência activa necessários aos programas base provenientes do *Pool* e dos contratos bilaterais. Isto significa que um ajuste num gerador e/ou numa carga despachada pelo Operador de Mercado só poderá ser compensada por um ajuste de um gerador e/ou de uma carga que tenha participado no *Pool*. Do mesmo modo, se forem necessários ajustes de potência activa de agentes associados aos contratos bilaterais estes ajustes só poderão ser compensados por ajustes de potência activa de agentes que participaram no mesmo tipo de transacção, isto é, nos contratos bilaterais. Por exemplo, se um gerador e/ou uma carga associados a contratos bilaterais sofrerem alterações em relação aos seus contratos iniciais então a soma das potências activas de produção associados aos contratos bilaterais deverá estar em equilíbrio com a soma das cargas associadas aos contratos bilaterais. O equilíbrio destas duas estruturas comerciais é modelizado pelas duas restrições (4.103) e (4.104).

$$\sum_{i=1}^{Ng^{OM}} \Delta P g_i^{ajtOM} = \sum_{j=1}^{Nc^{OM}} \Delta P c_j^{ajtOM} \quad (4.103)$$

$$\sum_{p=1}^{Ng^{CB}} \Delta P g_p^{ajtCB} = \sum_{q=1}^{Nc^{CB}} \Delta P c_q^{ajtCB} \quad (4.104)$$

Assim, o Modelo 5 inclui a função objectivo e as restrições referidas para o Modelo 4 bem como as restrições (4.103) e (4.104). Fica assim eliminada a possibilidade de realizar ajustes cruzados admitida no Modelo 4 pelo que este novo modelo se assume como menos flexível que o anterior.

4.6.6 Possibilidade de um mesmo Gerador Participar no *Pool* e Estabelecer Contratos Bilaterais

Por último, e no intuito de generalizar tanto quanto possível as formulações apresentadas, assinala-se que os dois modelos finais deste capítulo em que coexistem o *Pool* e os contratos bilaterais físicos (Modelos 4 e 5) deveriam permitir que um agente produtor possa actuar em ambos os tipos de sistemas contratuais com o recurso disponível de um mesmo gerador. Por exemplo, se o proprietário de um gerador i pretender efectuar contratos bilaterais, Pg_i^{CB} , e ao mesmo tempo participar no *Pool*, Pg_i^{OM} , os modelos deveriam permiti-lo na íntegra. Para tal ser possível, as restrições associadas ao diagrama de capacidade dos geradores envolvidos deveriam agora ser dadas por (4.105) a (4.107).

$$0 \leq \Delta Pg_i^{ajtOM} + \Delta Pg_i^{ajtCB} + \Delta Pg_i^{perd} \leq \Delta Pg_i^{\max} \quad (4.105)$$

$$Qg_i \leq Qg_i^{\max} - \frac{Qg_i^{\max} - Qg_i^a}{Pg_i^{\max}} \cdot (Pg_i^{OM} + Pg_i^{CB} + \Delta Pg_i^{ajtOM} + \Delta Pg_i^{ajtCB} + \Delta Pg_i^{perd}) \quad (4.106)$$

$$Qg_i \geq Qg_i^{\min} + \frac{Qg_i^b - Qg_i^{\min}}{Pg_i^{\max}} \cdot (Pg_i^{OM} + Pg_i^{CB} + \Delta Pg_i^{ajtOM} + \Delta Pg_i^{ajtCB} + \Delta Pg_i^{perd}) \quad (4.107)$$

Assim, a restrição (4.105) representa os limites mínimo e máximo de potência activa dos geradores que transaccionam nos dois sistemas (*Pool* e contratos bilaterais), as restrições (4.106) e (4.107) impõem os limites superior e inferior correspondente ao diagrama de capacidade dos mesmos geradores, de acordo com o exposto na Secção 4.4. Desta forma, e a título de exemplo, o Modelo 4 apresentado na Subsecção 4.6.4 integra a função objectivo (4.83), as restrições (4.84) a (4.102) bem como as restrições (4.105) a (4.107). Considerando a generalização agora referida, o Modelo 5 integra a função objectivo (4.83) e todas as restrições (4.84) a (4.107).

5 Modelos de Despacho Considerando Elementos da Teoria dos Conjuntos Difusos

5.1 Aspectos Gerais

Neste capítulo são apresentados três modelos de despacho integrado de potências activa e reactiva desenvolvidos utilizando programação linear difusa considerando elementos da Teoria dos Conjuntos Difusos (*Fuzzy Sets*).

Uma vez que a utilização da Teoria dos Conjuntos Difusos não se encontra ainda tão difundida como acontece com a teoria dos conjuntos clássicos apresentam-se, em seguida, os principais fundamentos e diversas noções teóricas associadas a esta teoria.

A maioria das ferramentas formais tradicionais de modelização, raciocínio e computação são determinísticas e possuem um carácter preciso, sendo designadas em literatura inglesa por modelizações *crisp*. O significado do termo *crisp* está associado ao conceito de dicotomia, isto é, modelos e conhecimentos que apenas admitem duas situações opostas qualquer que seja o elemento analisado. Por exemplo, na teoria clássica dos conjuntos um elemento do universo ou pertence ou não pertence a um conjunto, e em problemas de optimização a solução ou é admissível ou não é. O carácter determinístico assume que os parâmetros de um modelo representam exactamente ou a nossa percepção do fenómeno modelizado ou as características do sistema real que se pretende modelizar. Geralmente, esta característica significa que o modelo tem um carácter inequívoco, ou seja, que não contém ambiguidades.

Neste âmbito, assume-se que os modelos de estruturas e parâmetros se encontram bem definidos, e que não existem dúvidas acerca dos seus valores ou das suas ocorrências. Se o modelo em consideração é um modelo formal, isto é, se não pretende modelizar a realidade adequadamente, então as considerações inerentes a esse modelo são de sentido arbitrário, ou seja, o criador do modelo pode decidir livremente quais as características que prefere. Se, contudo, o modelo possuir um carácter factual, isto é, se pretende modelizar adequadamente a realidade, então a linguagem de modelização deve ser ajustada para modelizar apropriadamente as características da situação sob estudo.

Como se pretende que a linguagem de modelização seja inequívoca e não redundante por um lado, e ao mesmo tempo incorpore tudo o que é importante e relevante para o modelo

em termos semânticos, surge então o seguinte problema: em primeiro lugar formam-se os sentimentos e pensamentos humanos, nas suas ideias, imagens, e sistemas de valores existindo em seguida mais conceitos ou interpretações do que palavras da nossa linguagem diária. Adicionalmente, se considerarmos que para diversas noções utilizamos sinónimos torna-se, então, claro que o poder do nosso pensamento e dos nossos sentimentos é muito superior ao da nossa linguagem. E se compararmos o poder da linguagem humana com a linguagem lógica tradicional, então descobriremos que esta linguagem lógica é muito mais pobre. Por esta razão, parece ser impossível garantir um mapeamento de um-para-um dos problemas, sistemas e conhecimentos humanos para modelos usando a linguagem matemática ou lógica tradicional.

A utilidade da linguagem matemática para modelizar problemas é sem dúvida inquestionável. Contudo, há limites na possibilidade de utilização da linguagem matemática clássica, baseada no carácter dicotómico da teoria dos conjuntos, nomeadamente se se pretender modelizar sistemas e fenómenos particulares das ciências sociais ou quaisquer outras situações em que se pretenda traduzir a linguagem humana.

Em modelos do tipo factual, Zimmermann (1991) refere duas dificuldades:

1. as situações reais possuem muitas vezes uma natureza não determinística, não podendo ser descritas de forma inequívoca e sem qualquer ambiguidade;
2. a descrição completa de um sistema real necessita, frequentemente, de muito mais detalhe em termos de dados e de relações entre variáveis do que aquilo que um ser humano pode alguma vez reconhecer simultaneamente.

Para além dos modelos ou conhecimentos de natureza determinística, podemos considerar incerteza de natureza probabilística ou incerteza modelizada por conjuntos difusos. Os conceitos e modelos probabilísticos têm larga aplicação em muitas áreas científicas, nomeadamente quando, em relação a um fenómeno ou experiência, não existe qualquer incerteza em relação aos possíveis eventos. A incerteza decorre de não ser possível prever qual será o próximo evento que irá ocorrer devido à complexidade da situação em análise. Os modelos e fenómenos de tipo probabilístico possuem então uma natureza aleatória e repetitiva, no sentido em que deverá ser possível reproduzir a experiência em causa nas mesmas condições. A existência de dados históricos em quantidade suficiente ou a existência de modelos matemáticos adequados permite então obter probabilidades de

ocorrência ou funções densidade de probabilidade que se assumem como formas de ultrapassar ou de lidar com a complexidade referida de início.

Para além deste tipo de incerteza, há muitas situações da nossa vida em que os próprios conceitos não se encontram definidos de forma unívoca. Isto significa que o mesmo termo linguístico não apresenta o mesmo significado para utentes diferentes da mesma língua, pelo que poderá dar origem a traduções matemáticas diversas. Esta incerteza intrínseca da linguagem humana encontra-se presente em termos como “aproximadamente”, “cerca de”, “alto”, “baixo”, ... e está essencialmente associada à experiência de cada ser humano que o tornam um utente diferente e único de cada língua.

Trata-se portanto de dois tipos diferentes de incerteza e que possuem campos de aplicação distintos. Neste sentido, Zadeh (1978) refere que “a noção de conjunto difuso fornece um ponto de partida conveniente para a construção de uma estrutura conceptual com paralelo em muitas das estruturas usadas no caso de conjuntos tradicionais, mas é mais geral do que estes últimos possuindo, potencialmente, uma gama de aplicações muito mais alargada, por exemplo, em problemas de classificação e identificação de padrões e em processamento de informação. Essencialmente, tal estrutura fornece um caminho natural para lidar com problemas nos quais a fonte de incerteza decorre da ausência de critérios unívocos para definir o grau de pertença, mais do que a presença de variáveis aleatórias.”

A incerteza toma aqui o significado daquilo que é vago mais do que no sentido da falta de conhecimento sobre o valor do parâmetro como ocorre em análise de tolerância. A Teoria dos Conjuntos Difusos fornece uma estrutura matemática estrita (não havendo nada de impreciso sobre a teoria dos conjuntos difusos) na qual os fenómenos conceptuais vagos podem ser precisa e rigorosamente estudados. Também deve ser considerada como uma linguagem de modelização adequada para situações em que existem relações, critérios e fenómenos imprecisos.

Os conjuntos difusos têm-se desenvolvido nas últimas décadas como uma linguagem de modelização muito poderosa, no sentido em que o número de aplicações se tem vindo a alargar de forma progressiva.

Na Secção 5.2 é realizado o enquadramento de um problema geral de programação linear cuja formulação pode ser expandida para se obter um problema de programação linear difuso. Na Secção 5.3 apresentam-se diversas considerações relativas aos modelos

apresentados no Capítulo 4 de modo a descrever novas formulações difusas nas Subsecções 5.4.1 e 5.4.2.

5.2 Enquadramento da Programação Linear Difusa

O termo decisão pode ter significados diversos dependendo da área de actividade em que é utilizado. Nalguns casos pode assumir um carácter legal, noutros pode estar associado à construção de um modelo matemático, em algumas situações pode estar associado a problemas formais e noutros podem descrever situações da vida real.

Na teoria clássica de decisão, um problema de decisão está associado a um conjunto de alternativas (denominado espaço de decisão), a um conjunto de estados (denominado espaço de estados), a uma relação entre cada estado e cada decisão e, finalmente, a uma função que pretende ordenar as decisões de acordo com uma medida da utilidade que o decisor atribui a cada uma delas.

Os modelos de Programação Linear (PL) podem ser considerados como uma classe especial de modelos de decisão: o espaço de decisão é definido por restrições lineares; o objectivo (função de utilidade) é definido por uma função objectivo também linear e a decisão é tomada num ambiente de certeza no sentido em que os diversos parâmetros, coeficientes e operadores têm carácter determinístico. O modelo clássico deste tipo pode ser escrito por (5.1) a (5.3) em que $c, x \in \Re^n$, $A \in \Re^{m \times n}$, $b \in \Re^m$. Nesta formulação n representa o número de variáveis de decisão e m o número de restrições do problema.

$$\text{Max } f(x) = c^T \cdot x \quad (5.1)$$

sujeito a:

$$A \cdot x \leq b \quad (5.2)$$

$$x \geq 0 \quad (5.3)$$

De uma forma tradicional, a matriz A e os vectores b e c são constituídos por números reais, o sinal $\leq$ toma um significado estrito, e o operador Max é estritamente imperativo. Nestas condições, o modelo que representa o problema possui natureza determinística.

Se assumirmos agora que este problema de decisão deverá ser concebido em ambiente difuso, existem algumas modificações que é possível incluir no problema anterior:

- em primeiro lugar, o decisor poderá não pretender realmente maximizar ou minimizar a função objectivo de forma estrita e imperativa. Poderá pretender atingir apenas um nível de aspiração de tal modo que o problema não possa ser formulado da forma clássica. Ou seja, o decisor pode pretender, por exemplo, melhorar o valor da função objectivo do problema determinístico sabendo, desde logo, que dispõe de determinados recursos que apresentam limitações de natureza variável associado a um certo grau de incerteza. Assim, se se recorrer a um relaxamento dos limites destes recursos deverá ser utilizada uma formulação que permita incluir, tanto quanto possível, estas características de um modo mais adequado e abrangente devendo considerar, para este efeito, a utilização de conceitos e modelos associados à Teoria dos Conjuntos Difusos.
- em segundo lugar, talvez as restrições sejam vagas em uma das seguintes formas. Por um lado, o sinal $\leq$ poderá não ter o significado estrito tradicional no sentido em que pequenas violações poderão ser aceites. Isto pode acontecer se as restrições representarem níveis de aspiração como referido atrás ou se as restrições corresponderem a aspectos que não podem ser adequadamente representados ou, até mesmo, aproximados através de uma restrição de tipo tradicional. Por outro lado, os próprios coeficientes dos vectores b e c ou da matriz A podem ter características difusas porque, por exemplo, a nossa percepção deles é difusa;
- finalmente, o papel das restrições pode ser diferente do que lhes está associado na programação linear clássica onde a violação de qualquer restrição individual por qualquer quantidade resulta em soluções não admissíveis. Como já foi referido, o decisor poderá aceitar pequenas violações de restrições mas pode também pretender incorporar diferentes graus de importância associada à violação das diferentes restrições. Nestas condições, a formulação do problema de programação difusa deverá incluir informação relativa a estes graus de importância se, obviamente, se pretender incluir algum tipo de diferenciação. A programação linear difusa oferece um variado número de alternativas que permitem incorporar estes diferentes aspectos sendo alguns deles discutidos em seguida.

Em primeiro lugar, podemos adoptar o modelo de *Bellman-Zadeh* relativo a formulações simétricas, apresentada em Bellman e Zadeh (1970), ou será possível desenvolver modelos específicos com base em formulações não simétricas de decisão difusas. Em segundo,

devemos decidir como deve ser interpretado o operador de maximização ou de minimização em ambiente difuso. Por último, deveremos decidir que elementos das restrições são representados por conceitos difusos. Alguns autores, tais como Tanaka e Asai (1984) consideram os coeficientes de A , b e c como sendo números difusos e as restrições como funções de natureza difusa. Nesta apresentação adoptamos outro modelo que parece ser mais eficiente do ponto de vista computacional e que é mais próximo do modelo de *Bellman-Zadeh*. Em primeiro lugar, o objectivo e as restrições são representadas através de conjuntos difusos e, em seguida, agregam-se as diversas funções de pertença em ordem a obter uma decisão de maximização.

Em ambas as situações deverá optar-se pelo tipo de função de pertença que caracteriza tanto os números difusos como os conjuntos difusos que representam o objectivo e as restrições.

Antes de se desenvolver o modelo específico de programação linear em ambiente difuso deve estar bem claro que, ao contrário da programação linear clássica, a programação linear difusa não tem um único tipo de modelo definido mas diversas formulações são possíveis dependendo, por exemplo, das características da situação a modelizar.

Em Zimmerman (1991), a definição proposta por Bellman e Zadeh (1970) ocupa uma posição importante no que diz respeito a uma possível formulação de modelos de decisão difusos. Nos parágrafos seguintes é apresentada de forma resumida o Modelo de Bellman e Zadeh (1970).

Modelo de Bellman e Zadeh (1970)

Consideremos um objectivo difuso $\tilde{G}$ e uma restrição difusa $\tilde{C}$ no espaço das alternativas X . Então $\tilde{G}$ e $\tilde{C}$ combinam-se para formar a decisão, $\tilde{D}$, a qual corresponde a um conjunto difuso resultante da intersecção de $\tilde{G}$ e $\tilde{C}$. Matematicamente, $\tilde{D} = \tilde{G} \cap \tilde{C}$ e corresponde a (5.4).

$$\mu_{\tilde{D}} = \min\{\mu_{\tilde{G}}, \mu_{\tilde{C}}\} \quad (5.4)$$

De uma forma mais geral, suponhamos que temos n objectivos $\tilde{G}_1, \dots, \tilde{G}_n$ e m restrições $\tilde{C}_1, \dots, \tilde{C}_m$. Então, a decisão resultante corresponde à intersecção dos objectivos dados por $\tilde{G}_1, \dots, \tilde{G}_n$ e das restrições dadas por $\tilde{C}_1, \dots, \tilde{C}_m$. Isto é, $\tilde{D} = \tilde{G}_1 \cap \tilde{G}_2 \cap \dots \cap \tilde{G}_n \cap \tilde{C}_1 \cap \tilde{C}_2 \cap \dots \cap \tilde{C}_m$ a que está associada a função de pertença (5.5).

$$\begin{aligned} \mu_{\tilde{D}} &= \min\{\mu_{\tilde{G}_1}, \mu_{\tilde{G}_2}, \dots, \mu_{\tilde{G}_n}, \mu_{\tilde{C}_1}, \mu_{\tilde{C}_2}, \dots, \mu_{\tilde{C}_m}\} \\ &= \min\{\mu_{\tilde{G}_i}, \mu_{\tilde{C}_j}\} = \min\{\mu_i\} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Esta definição implica essencialmente três aspectos:

- 1) a ligação “e” dos objectivos e das restrições no modelo corresponde ao “e” lógico;
- 2) o “e” lógico corresponde ao operador de intersecção;
- 3) a intersecção de conjuntos difusos é definida através do operador *min*.

De acordo com Bellman e Zadeh (Zimmerman (1991)) a interpretação do operador minimização utilizando a intersecção poderá ser modificada dependendo do contexto, indicando estes autores que em muitas situações uma decisão pode ser interpretada como uma confluência de objectivos e de restrições.

Regressemos, então, ao modelo básico de programação linear tradicional dado (5.1) a (5.3). Neste modelo podemos assumir que o decisor estabelece um nível de aspiração, z , para o valor da função objectivo que pretende atingir e que cada restrição é modelizada como um conjunto difuso. Deste modo, o problema de PL difuso correspondente é dado por (5.6) a (5.8).

Encontrar x tal que:

$$c^T \cdot x \gtrsim z \quad (5.6)$$

$$A \cdot x \lesssim b \quad (5.7)$$

$$x \geq 0 \quad (5.8)$$

Nesta formulação, o sinal $\lesseqgtr$ representa a versão difusa de $\leq$ e tem a interpretação linguística: “essencialmente menor ou igual a”. O sinal $\gtrless$ representa a versão difusa de $\geq$ e significa “essencialmente maior ou igual a”. A função objectivo tradicional poderá corresponder, agora, a uma restrição adicional, com limite superior z .

A formulação (5.6) a (5.8) é completamente simétrica relativamente à função objectivo e às restrições. Esta simetria decorre do facto de, ao incluir o nível de aspiração z e as versões difusas de $\leq$ e de $\geq$, quer a função objectivo quer as restrições desempenharem do ponto de vista formal o mesmo papel no problema. Para tornar este aspecto mais claro, consideremos que $\begin{pmatrix} -c \\ A \end{pmatrix} = B$ e que $\begin{pmatrix} -z \\ b \end{pmatrix} = d$. Nestas condições, o problema (5.6) a (5.8) é agora dado por (5.9) e (5.10).

Encontrar x tal que:

$$B \cdot x \lesseqgtr d \quad (5.9)$$

$$x \geq 0 \quad (5.10)$$

Cada uma das $(m+1)$ linhas de (5.9) e (5.10) deve ser agora representada por um conjunto difuso, através das funções de pertença que correspondem a $\mu_i(x)$. Seguindo Bellman e Zadeh (1970), a função de pertença do conjunto difuso decisão do modelo (5.9) e (5.10) é dada por:

$$\mu_{\tilde{D}}(x) = \min_i \{\mu_i(x)\} \quad (5.11)$$

A função de pertença $\mu_i(x)$ pode ser interpretado como o grau para o qual x satisfaz a desigualdade difusa $B_i \cdot x \leq d_i$ em que B_i representa a linha i da matriz B .

Admitindo que o decisor está interessado em obter uma solução de tipo determinístico pode então utilizar-se a operação de maximização aplicada a (5.11) obtendo-se então a formulação (5.12).

$$\max_{x \geq 0} \min_i \{\mu_i(x)\} = \max_{x \geq 0} \mu_{\tilde{D}}(x) \quad (5.12)$$

A utilização deste tipo de formulação requer a especificação das funções de pertença $\mu_i(x)$. O valor de $\mu_i(x)$ deverá ser 0 se a restrição i do problema for fortemente violada, e 1 se for satisfeita, isto é, satisfeita no sentido estrito tradicional. Por outro lado, o valor de $\mu_i(x)$ deverá aumentar monotonamente desde 0 até 1. Estas características de $\mu_i(x)$ podem ser traduzidas por (5.13).

$$\mu_i(x) = \begin{cases} 1 & \text{se } B_i \cdot x \leq d_i \\ [0, 1[& \text{se } d_i < B_i \cdot x \leq d_i + p_i \\ 0 & \text{se } B_i \cdot x > d_i + p_i \end{cases} \quad i = 1, \dots, m+1 \quad (5.13)$$

Nesta formulação p_i representa a tolerância que o decisor aceita poder afectar o termo independente da restrição i .

Se admitirmos que a função de pertença $\mu_i(x)$ é linear e crescente para valores entre d_i e $d_i + p_i$ então obtém-se (5.14).

$$\mu_i(x) = \begin{cases} 1 & \text{se } B_i \cdot x \leq d_i \\ 1 - \frac{B_i \cdot x - d_i}{p_i} & \text{se } d_i < B_i \cdot x \leq d_i + p_i \\ 0 & \text{se } B_i \cdot x > d_i + p_i \end{cases} \quad i = 1, \dots, m+1 \quad (5.14)$$

Substituindo (5.14) em (5.12) obtém-se então (5.15).

$$\max_{x \geq 0} \min_i \left(1 - \frac{B_i \cdot x - d_i}{p_i} \right) \quad (5.15)$$

Introduzindo uma nova variável μ , que corresponde essencialmente a (5.11), é possível formular o problema (5.16) a (5.18).

$$\max \mu \quad (5.16)$$

Sujeito a:

$$B_i \cdot x + \mu \cdot p_i \leq d_i + p_i \quad i = 1, \dots, m+1 \quad (5.17)$$

$$x \geq 0 \quad (5.18)$$

Se a solução óptima do problema (5.16) a (5.18) corresponder ao vector (μ, x_0) , então x_0 corresponde à solução maximizadora (5.12) do modelo (5.6) a (5.8), desde que se assumam as funções de pertença associadas a (5.14).

Deve notar-se que esta solução maximizadora pode ser identificada através da resolução de um problema de programação linear tradicional com apenas mais uma variável e mais uma restrição que o modelo (5.9) e (5.10). Nestas condições, esta formulação é muito atractiva dado que a solução se pode obter de uma forma muito eficiente do ponto de vista computacional.

5.3 Modelização de Restrições do Problema de DIOS Utilizando Conjuntos Difusos

Alguns limites técnicos de operação podem permitir algum grau de violação sem colocar quaisquer problemas de operação aos sistemas eléctricos. Por exemplo, os manuais de operação de rede indicam regras para a operação dos sistemas eléctricos em que se incluem valores para os limites de trânsitos de potência ou de intensidade de corrente de linhas superiores aos normais desde que estas situações de operação sejam limitadas no tempo. Este aspecto sugere a representação de restrições de trânsitos de potência nas linhas através de elementos da Teoria dos Conjuntos Difusos, conforme a metodologia exposta na secção anterior. As restrições referentes aos limites do módulo das tensões nos nós do sistema podem também ser tratadas de forma análoga uma vez que os referidos manuais de

operação incluem também com frequência gamas de variação admissíveis das tensões nominais.

Por exemplo, considerando a capacidade de um ramo em termos de potência aparente pode admitir-se uma folga δx como ilustrado na Figura 5.1. Neste caso, a função de pertinência do trânsito de potência aparente é 1 se o valor de x não for superior a x_1 . De x_1 até $x^{\max}$ o grau de pertinência diminui de 1 para 0. Deste modo, a respectiva função de pertinência pode ser modelizada por (5.19).

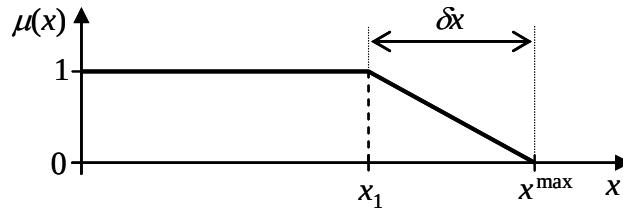


Figura 5.1 – Representação da função de pertinência da variável x .

$$\mu(x) = \begin{cases} 1 & \text{se } x \leq x_1 \\ [0;1[& \text{se } x_1 < x \leq x^{\max} \\ 0 & \text{se } x > x^{\max} \end{cases} \quad (5.19)$$

Analogamente, a Figura 5.2 representa a função de pertinência do módulo da tensão no nó i . Tensões compreendidas entre V_i^1 e V_i^2 apresentam o máximo grau de pertinência. Tensões inferiores a V_i^1 ou superiores a V_i^2 ainda podem ser admitidas mas o seu valor de pertinência diminui desde 1 até 0. A expressão (5.20) representa esta função de pertinência.

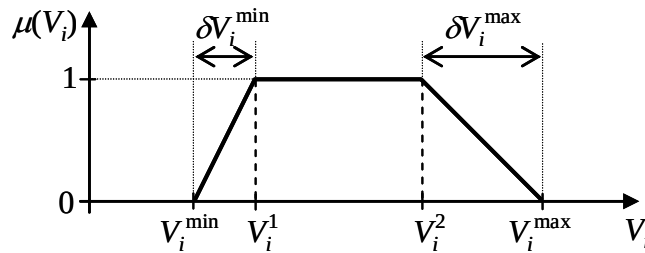


Figura 5.2 – Representação da função de pertinência dos limites dos módulos das tensões.

$$\mu(V_i) = \begin{cases} 1 & \text{se } V_i^1 \leq V_i \leq V_i^2 \\ [0;1[& \text{se } V_i^{\min} \leq V_i < V_i^1 \text{ ou } V_i^2 < V_i \leq V_i^{\max} \\ 0 & \text{se } V_i < V_i^{\min} \text{ ou } V_i > V_i^{\max} \end{cases} \quad (5.20)$$

Finalmente, para obter um modelo simétrico tal como foi detalhado na secção anterior, a função objectivo dos problemas determinísticos apresentados no Capítulo 4 deverá ser convertida numa restrição adicional do problema de decisão através da especificação de um nível de aspiração. Nestas condições, obtém-se uma função de pertença análoga à representada na Figura 5.1 que será modelizada por uma função idêntica a (5.19).

5.4 Modelos de DIOS Utilizando Conjuntos Difusos

5.4.1 Modelo 6: DIOS Linearizado com Ofertas de Ajuste Associadas aos Agentes do *Pool*

De acordo com o exposto nas secções anteriores, este modelo corresponde a uma formulação de despacho integrado de P e Q com a inclusão de várias restrições de carácter difuso (*soft constraints*, em literatura de língua inglesa), resultando num modelo de programação linear difusa. Considera-se que o ambiente de mercado em que se desenvolve o modelo é do tipo *Pool*. Este modelo corresponde, portanto, a uma versão difusa do Modelo 2 apresentado na Subsecção 4.6.2 do capítulo anterior.

Conhecido o programa base inicial resultante do mercado diário executado pelo Operador de Mercado, o Operador de Sistema resolve neste caso o problema (5.22) a (5.37) com o objectivo de maximizar o grau de satisfação μ relacionado com a função de pertença das restrições relaxadas e da função objectivo do problema determinístico original dada por (5.21).

$$FO = \sum_{k=1}^{NI} \Delta P_{perd_k}(\Delta V, \Delta \theta) \cdot \lambda + \sum_{i=1}^{Ng} |\Delta P g_i| \cdot C g_i^{ajt} + \sum_{j=1}^{Nc} |\Delta P c_j| \cdot C c_j^{ajt} \quad (5.21)$$

Tal como foi referido em 4.6.2, a expressão (5.21) inclui dois conjuntos de termos:

- o primeiro somatório corresponde à potência de perdas activas nas NI linhas do sistema, expressa em termos de variações do módulo e da fase das tensões. A potência necessária para compensar estas perdas admite-se ser remunerada ao preço de mercado, λ , resultante do mercado diário;
- o segundo e terceiro termos referem-se aos custos de ajuste dos geradores e das cargas e incluem as variáveis de ajuste e os preços oferecidos pelos agentes respectivos.

Utilizando uma formulação idêntica à descrita para as restrições relaxadas, a função objectivo (5.21) é convertida na restrição (5.23) onde FO^{des} representa o valor máximo que se admite que a função objectivo original possa assumir para o grau de satisfação igual a 1 e δ^{FO} é o valor da tolerância permitida.

$$Max \mu \quad (5.22)$$

sujeito a:

$$FO + \mu \cdot \delta^{FO} \leq FO^{des} + \delta^{FO} \quad (5.23)$$

$$\Delta V_i - \mu \cdot \delta^{V \min} \geq \Delta V_i^{\min} - \delta^{V \min} \quad (5.24)$$

$$\Delta V_i + \mu \cdot \delta^{V \max} \leq \Delta V_i^{\max} + \delta^{V \max} \quad (5.25)$$

$$\Delta \theta_{ij}^{\min} \leq \Delta \theta_{ij} \leq \Delta \theta_{ij}^{\max} \quad (5.26)$$

$$\Delta Pg_i^{\min} \leq \Delta Pg_i \leq \Delta Pg_i^{\max} \quad (5.27)$$

$$-\frac{vg_i^{tol}}{100} \cdot Pg_i \leq \Delta Pg_i \leq \frac{vg_i^{tol}}{100} \cdot Pg_i \quad (5.28)$$

$$\Delta Pg_i \leq \frac{vg_i^{tol}}{100} \cdot Pg_i^{\max} \quad (5.29)$$

$$Qg_i \geq Qg_i^{\min} + \frac{Qg_i^b - Qg_i^{\min}}{Pg_i^{\max}} \cdot (Pg_i + \Delta Pg_i) \quad (5.30)$$

$$Qg_i \leq Qg_i^{\max} - \frac{Qg_i^{\max} - Qg_i^a}{Pg_i^{\max}} \cdot (Pg_i + \Delta Pg_i) \quad (5.31)$$

$$-Pc_j \leq \Delta Pc_j \leq 0 \quad (5.32)$$

$$\Delta S_{ij}(\Delta V, \Delta \theta) \geq \Delta S_{ij}^{\min} \quad (5.33)$$

$$\Delta S_{ij}(\Delta V, \Delta \theta) + \mu \cdot \delta_{ij}^{S_{ij}} \leq \Delta S_{ij}^{\max} + \delta_{ij}^{S_{ij}} \quad (5.34)$$

$$\Delta P_i(\Delta V, \Delta \theta) = \Delta Pg_i - \Delta Pc_i \quad (5.35)$$

$$\Delta Q_i(\Delta V, \Delta \theta) = \Delta Qg_i - \Delta Qc_i \quad (5.36)$$

$$0 \leq \mu \leq 1 \quad (5.37)$$

Nesta formulação, as restrições (5.24) e (5.25) representam os limites mínimo e máximo do módulo das tensões admitindo as folgas $\delta^{V \min}$ e $\delta^{V \max}$, e (5.27) impõe os limites técnicos dos geradores. Para os geradores despachados pelo Operador de Mercado, a restrição (5.28) impõe os limites de ajuste de acordo com a tolerância, vg_i^{tol} , e com o programa base dos geradores, Pg_i . Para os geradores não despachados pelo *Pool*, (5.29) representa o máximo ajuste possível. As restrições (5.30) e (5.31) correspondem aos limites de potência reactiva dos geradores segundo os respectivos diagramas de funcionamento linearizados, enquanto que (5.32) impõe os limites de ajuste das cargas. A restrição (5.33) representa a diminuição admissível da potência aparente no ramo ij imposta pela diferença do valor de S_{ij} e do seu limite mínimo (zero MVA) e a restrição (5.34) representa a versão relaxada do limite máximo para o aumento admissível da potência aparente nesse ramo ij admitindo a folga $\delta_{ij}^{S_{ij}}$, conforme apresentado na Figura 5.3.

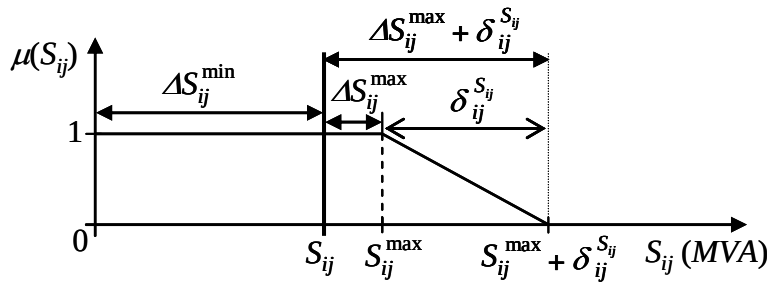


Figura 5.3 – Limites admissíveis de variação da potência aparente no ramo ij , admitindo uma tolerância no valor da sua capacidade.

As restrições (5.35) e (5.36) estão associadas às equações linearizadas das potências activa e reactiva injectadas no nó i e a restrição (5.37) especifica a gama de variação do grau de pertença, μ , em $[0,1]$.

5.4.2 Modelo 7: DIOS Linearizado com Ofertas de Ajuste do *Pool* e Alocação de Perdas

O Modelo 7 pode ser interpretado como um desenvolvimento do Modelo 6, se se admitirem os pressupostos já referidos aquando da apresentação do Modelo 3. Pode ser também considerado como a versão difusa do Modelo 3 apresentado na Subsecção 4.6.3 do capítulo anterior.

Admitindo a primeira destas interpretações, podemos considerar que o Modelo 6 foi desenvolvido de modo a decompor as variáveis de ajuste dos geradores em dois termos, como se indica de seguida:

- o primeiro termo, ΔPg_i^{perd} , representa a contribuição do gerador i para compensar as perdas activas do sistema;
- o segundo termo, ΔPg_i^{ajt} , corresponde à variação da potência activa do gerador em relação ao despacho inicial para garantir a verificação das restrições de operação do sistema eléctrico ou para tornar o problema viável do ponto de vista das necessidades de potência reactiva e de controlo de tensão.

Esta decomposição origina algumas modificações a introduzir no Modelo 6. A função objectivo original (5.21) é substituída por (5.38), e as restrições (5.27), (5.30), (5.31) e (5.35) correspondem agora às restrições de (5.39) a (5.42). O problema inclui ainda uma nova restrição (5.43) que impõe que a soma das contribuições de potência activa por parte dos geradores para compensar as perdas activas é igual à soma das perdas activas nas linhas do sistema expressas em termos das variações do módulo e da fase das tensões. Nas restantes restrições ΔPg_i do Modelo 6 deve ser substituído por ΔPg_i^{ajt} .

$$FO = \sum_{i=1}^{Ng} \Delta Pg_i^{perd} \cdot \lambda + \sum_{i=1}^{Ng} |\Delta Pg_i^{ajt}| \cdot Cg_i^{ajt} + \sum_{j=1}^{Nc} |\Delta Pc_j| \cdot Cc_j^{ajt} \quad (5.38)$$

$$0 \leq \Delta Pg_i^{ajt} + \Delta Pg_i^{perd} \leq \Delta Pg_i^{\max} \quad (5.39)$$

$$Qg_i \geq Qg_i^{\min} + \frac{Qg_i^b - Qg_i^{\min}}{Pg_i^{\max}} \cdot (Pg_i + \Delta Pg_i^{ajt} + \Delta Pg_i^{perd}) \quad (5.40)$$

$$Qg_i \leq Qg_i^{\max} - \frac{Qg_i^{\max} - Qg_i^a}{Pg_i^{\max}} \cdot (Pg_i + \Delta Pg_i^{ajt} + \Delta Pg_i^{perd}) \quad (5.41)$$

$$\Delta P_i (\Delta V, \Delta \theta) = (\Delta Pg_i^{ajt} + \Delta Pg_i^{perd}) - \Delta Pc_i \quad (5.42)$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} \Delta Pg_i^{perd} = \sum_{k=1}^{Nl} \Delta Pperd_k (\Delta V, \Delta \theta) \quad (5.43)$$

Nestas condições, o Modelo 7 é dado por (5.44) a (5.60).

$$\text{Max } \mu \quad (5.44)$$

sujeito a:

$$FO + \mu \cdot \delta^{FO} \leq FO^{des} + \delta^{FO} \quad (5.45)$$

$$\Delta V_i - \mu \cdot \delta^{V \min} \geq \Delta V_i^{\min} - \delta^{V \min} \quad (5.46)$$

$$\Delta V_i + \mu \cdot \delta^{V \max} \leq \Delta V_i^{\max} + \delta^{V \max} \quad (5.47)$$

$$\Delta \theta_{ij}^{\min} \leq \Delta \theta_{ij} \leq \Delta \theta_{ij}^{\max} \quad (5.48)$$

$$0 \leq \Delta P g_i^{ajt} + \Delta P g_i^{perd} \leq \Delta P g_i^{\max} \quad (5.49)$$

$$-\frac{vg_i^{tol}}{100} \cdot P g_i \leq \Delta P g_i^{ajt} \leq \frac{vg_i^{tol}}{100} \cdot P g_i \quad (5.50)$$

$$\Delta P g_i^{ajt} \leq \frac{vg_i^{tol}}{100} \cdot P g_i^{\max} \quad (5.51)$$

$$Q g_i \geq Q g_i^{\min} + \frac{Q g_i^b - Q g_i^{\min}}{P g_i^{\max}} \cdot (P g_i + \Delta P g_i^{ajt} + \Delta P g_i^{perd}) \quad (5.52)$$

$$Q g_i \leq Q g_i^{\max} - \frac{Q g_i^{\max} - Q g_i^a}{P g_i^{\max}} \cdot (P g_i + \Delta P g_i^{ajt} + \Delta P g_i^{perd}) \quad (5.53)$$

$$-P c_j \leq \Delta P c_j \leq 0 \quad (5.54)$$

$$\Delta S_{ij}(\Delta V, \Delta \theta) \geq \Delta S_{ij}^{\min} \quad (5.55)$$

$$\Delta S_{ij}(\Delta V, \Delta \theta) + \mu \cdot \delta_{ij}^{S_{ij}} \leq \Delta S_{ij}^{\max} + \delta_{ij}^{S_{ij}} \quad (5.56)$$

$$\Delta P_i(\Delta V, \Delta \theta) = (\Delta P g_i^{ajt} + \Delta P g_i^{perd}) - \Delta P c_i \quad (5.57)$$

$$\Delta Q_i(\Delta V, \Delta \theta) = \Delta Q g_i - \Delta Q c_i \quad (5.58)$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} \Delta P g_i^{perd} = \sum_{k=1}^{Nl} \Delta P perd_k(\Delta V, \Delta \theta) \quad (5.59)$$

$$0 \leq \mu \leq 1 \quad (5.60)$$

Este modelo pode ainda evoluir no sentido de eliminar a possibilidade de ocorrerem ajustes cruzados de potência activa produzida ou de carga entre entidades despachadas pelo Operador de Mercado e entidades associadas aos contratos bilaterais físicos. Para tanto, deveriam ser consideradas restrições análogas a (4.103) e a (4.104).

6 Modelos de Despacho Considerando Componentes Discretos

6.1 Aspectos Gerais

Neste capítulo, apresentam-se os últimos quatro modelos desenvolvidos e implementados computacionalmente. Os dois primeiros correspondem a modelos do tipo determinístico e os restantes dois modelos são do tipo difuso. Estes modelos incluem a possibilidade de representar os componentes do sistema de natureza discreta como são os casos dos transformadores com tomadas no primário e/ou secundário, das baterias de condensadores e de indutâncias com vários escalões. Nas implementações computacionais dos modelos que se apresentam neste capítulo é possível especificar o tipo de ligação das baterias de condensadores e de indutâncias, estrela ou triângulo. Apesar de não terem carácter discreto, nestes modelos há ainda a possibilidade de se considerar a informação de compensadores síncronos de modo explícito e independente dos restantes geradores.

6.2 Componentes de Rede de Natureza Discreta

Nas secções subsequentes são apresentados os modelos matemáticos de componentes de rede de natureza discreta mais comuns em estudos de trânsito de potências.

6.2.1 Transformadores com Regulação de Tensão

A razão de transformação dos transformadores com tomadas não é fixa, podendo variar por escalões definidos em termos percentuais em torno do valor nominal, por exemplo, -5% , $-2,5\%$, 0% , $+2,5\%$, $+5\%$. Nos estudos de trânsito de potências é usualmente utilizado o sistema p.u., as tensões de base são escolhidas considerando a razão de transformação nominal de tal modo que as tensões nominais primária e secundária têm valor igual a 1 p.u.

A representação dos transformadores com tomadas para a análise nodal da rede obedece à metodologia que se apresenta em seguida, correspondendo ao caso geral do transformador com tomadas de tensão no primário e no secundário. Na Figura 6.1 apresenta-se o modelo simplificado do circuito eléctrico unifilar do transformador.

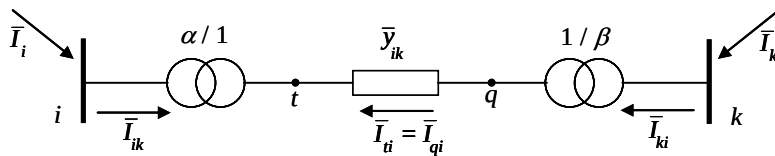


Figura 6.1 – Circuito eléctrico simplificado de um transformador com tomadas no primário e no secundário.

Neste caso, o transformador pode ser modelizado por um transformador ideal com a razão de transformação variável em torno do valor nominal, referente às tomadas do primário α_{ik} e do secundário β_{ik} , em série com a admitância de fugas $\bar{y}_{ik}$.

Considerando $\alpha_{ik} \neq 1$ e $\beta_{ik} \neq 1$, obtêm-se então as seguintes relações:

– para as tomadas no primário:

$$\bar{V}_t = \frac{\bar{V}_i}{\alpha} \quad (6.1)$$

$$\bar{V}_i \cdot \bar{I}_{ik}^* = \bar{V}_t \cdot \bar{I}_{ti}^* \quad (6.2)$$

$$\bar{I}_{ik} = -\frac{1}{\alpha} \cdot \bar{I}_{ti} \quad (6.3)$$

– para as tomadas no secundário:

$$\bar{V}_q = \frac{\bar{V}_k}{\beta} \quad (6.4)$$

$$\bar{V}_q \cdot \bar{I}_{qi}^* = \bar{V}_k \cdot \bar{I}_{ki}^* \quad (6.5)$$

$$\bar{I}_{ki} = -\frac{1}{\beta} \cdot \bar{I}_{qi} = \frac{1}{\beta} \cdot \bar{I}_{ti} \quad (6.6)$$

Pela lei das malhas, $\bar{I}_{ti}$ é dado por (6.7), e substituindo (6.7) em (6.3) obtém-se (6.8).

$$\bar{I}_{ti} = \bar{y}_{ik} \cdot (\bar{V}_q - \bar{V}_t) = \bar{y}_{ik} \cdot \bar{V}_q + \left(-\frac{\bar{y}_{ik}}{\alpha} \right) \cdot \bar{V}_i \quad (6.7)$$

$$\bar{I}_{ik} = -\frac{1}{\alpha} \cdot \bar{I}_{ti} = \left(-\frac{\bar{y}_{ik}}{\alpha} \right) \cdot \bar{V}_q + \left(\frac{\bar{y}_{ik}}{\alpha^2} \right) \cdot \bar{V}_i \quad (6.8)$$

Substituindo (6.4) em (6.8) obtém-se a expressão (6.9) da intensidade de corrente injectada no primário do transformador.

$$\bar{I}_i = \bar{I}_{ik} = \left(-\frac{\bar{y}_{ik}}{\alpha} \right) \cdot \frac{\bar{V}_k}{\beta} + \left(\frac{\bar{y}_{ik}}{\alpha^2} \right) \cdot \bar{V}_i = \left(\frac{\bar{y}_{ik}}{\alpha^2} \right) \cdot \bar{V}_i + \left(-\frac{\bar{y}_{ik}}{\alpha \cdot \beta} \right) \cdot \bar{V}_k \quad (6.9)$$

E através da substituição de (6.7) em (6.6), precedida pela substituição de (6.4) em (6.7), obtém-se (6.10) correspondente à intensidade de corrente injectada no secundário do transformador.

$$\bar{I}_k = \bar{I}_{ki} = \frac{1}{\beta} \cdot \bar{I}_{ti} = \left(\frac{\bar{y}_{ik}}{\beta} \right) \cdot \bar{V}_k + \left(-\frac{\bar{y}_{ik}}{\alpha \cdot \beta} \right) \cdot \bar{V}_i = \left(-\frac{\bar{y}_{ik}}{\alpha \cdot \beta} \right) \cdot \bar{V}_i + \left(\frac{\bar{y}_{ik}}{\beta^2} \right) \cdot \bar{V}_k \quad (6.10)$$

Escrevendo as relações (6.9) e (6.10) na forma matricial tem-se a equação matricial (6.11).

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_i \\ \bar{I}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\bar{y}_{ik}}{\alpha^2} & -\frac{\bar{y}_{ik}}{\alpha \cdot \beta} \\ -\frac{\bar{y}_{ik}}{\alpha \cdot \beta} & \frac{\bar{y}_{ik}}{\beta^2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_i \\ \bar{V}_k \end{bmatrix} \quad (6.11)$$

Com base nesta relação matricial, na Figura 6.2 é apresentado o esquema equivalente em π do transformador em análise contendo as expressões das admitâncias de cada ramo.

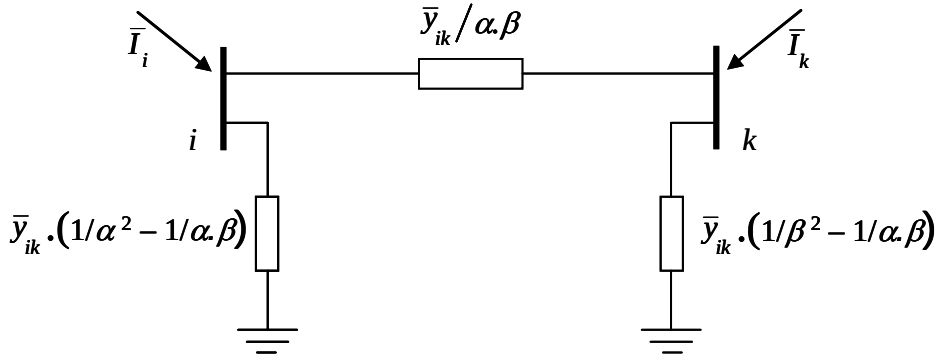


Figura 6.2 – Esquema equivalente em π do transformador com tomadas em ambos os enrolamentos.

Para o caso particular de um transformador com tomadas apenas no primário considera-se $\alpha \neq 1$ e $\beta = 1$. Se o transformador possuir tomadas só no secundário então $\alpha = 1$ e $\beta \neq 1$.

Se $\alpha = 1$ e $\beta = 1$ as tomadas do primário e do secundário do transformador encontram-se na posição nominal o que equivale ao caso particular do transformador sem regulação de tensão.

6.2.2 Elementos *Shunt*

A representação de componentes estáticos nas expressões de trânsitos de potências é directa, sendo o objectivo principal desta subsecção introduzir a notação e a convenção de sinais utilizados. Como se pode observar na Figura 6.3 a intensidade de corrente num elemento *shunt*, $\bar{I}_k^{sh}$, é definida positiva quando essa corrente é injectada no nó k sendo dada por (6.12).

$$\bar{I}_k^{sh} = -\bar{y}_k^{sh} \cdot \bar{V}_k \quad (6.12)$$

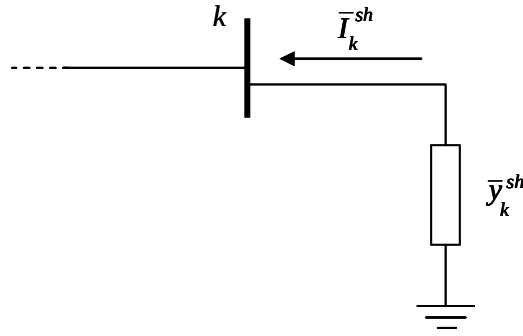


Figura 6.3 – Elemento *shunt* capacitivo ligado ao nó k .

Nesta expressão $\bar{V}_k$ é a tensão complexa no nó k e $\bar{y}_k^{sh}$ representa a admitância *shunt* do componente. Um elemento deste tipo poderá estar associado a um elemento capacitivo ou a um elemento indutivo.

Através da equação (6.13) pode determinar-se a potência complexa injectada no nó k , $\bar{S}_k^{sh}$.

$$\bar{S}_k^{sh} = P_k^{sh} + jQ_k^{sh} = -(\bar{y}_k^{sh})^* \cdot |\bar{V}_k|^2 = -(\bar{y}_k^{sh})^* \cdot V_k^2 \quad (6.13)$$

Se existirem na rede eléctrica baterias de condensadores ou de indutâncias o procedimento a ter em conta é análogo ao referido anteriormente considerando-se agora que $\bar{y}_k^{sh}$ corresponde à admitância *shunt* equivalente dos escalões ligados ao nó k , dada por (6.14).

$$\bar{y}_k^{sh} = \sum_{\tau=1}^{N_{esc}} \bar{y}_{k\tau}^{sh} \quad (6.14)$$

Nesta expressão $\bar{y}_{k\tau}^{sh}$ representa a admitância *shunt* do escalão τ e N_{esc} é o número de escalões em paralelo ligados ao nó k .

6.2.3 Actualização da Matriz das Admitâncias

Consideremos um sistema eléctrico com n nós, com um transformador com tomadas de tensão no primário e no secundário ligado entre os nós i e k , e uma bateria de condensadores com N_{esc} escalões ligada ao nó m . Uma vez que a admitância destes componentes pode variar, de acordo com a posição das tomadas no caso do transformador, e com o número de escalões da bateria de condensadores ligados à rede, é necessário introduzir estas variações na matriz de admitâncias da rede de uma maneira expedita e precisa.

Assim, o procedimento adoptado para a actualização da matriz das admitâncias nodais da rede corresponde à determinação dos novos valores dos elementos da matriz que sofrem a influência destes componentes discretos. A metodologia seguida obedece à apresentação algébrica de acordo com o exposto nas subsecções precedentes e conforme indicado em (6.15) até (6.21).

Na matriz das admitâncias nodais (6.15), os elementos representados a negrito correspondem aos elementos que são influenciados e actualizados sempre que há alteração do estado de funcionamento dos componentes discretos considerados.

$$\bar{Y} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \cdots & \bar{Y}_{1i} & \cdots & \bar{Y}_{1k} & \cdots & \bar{Y}_{1m} & \bar{Y}_{1n} \\ \vdots & \ddots & & & & & & \vdots \\ \bar{Y}_{i1} & \cdots & \bar{Y}_{ii} & \cdots & \bar{Y}_{ik} & \cdots & \bar{Y}_{im} & \bar{Y}_{in} \\ \vdots & & & \ddots & & & & \vdots \\ \bar{Y}_{k1} & \cdots & \bar{Y}_{ki} & \cdots & \bar{Y}_{kk} & \cdots & \bar{Y}_{km} & \bar{Y}_{kn} \\ \vdots & & & & & \ddots & & \vdots \\ \bar{Y}_{m1} & \cdots & \bar{Y}_{mi} & \cdots & \bar{Y}_{mk} & \cdots & \bar{Y}_{mm} & \bar{Y}_{mn} \\ \bar{Y}_{n1} & \cdots & \bar{Y}_{ni} & \cdots & \bar{Y}_{nk} & \cdots & \bar{Y}_{nm} & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} \quad (6.15)$$

Deste modo, a influência das tomadas do transformador com regulação de tensão no primário e no secundário origina a actualização dos elementos da matriz dados por (6.16) a (6.18).

$$\bar{Y}_{ii} = \bar{Y}_{ii}^0 + \frac{\bar{Y}_{ik}}{\alpha^2} \quad (6.16)$$

$$\bar{Y}_{ik} = \bar{Y}_{ki} = \bar{Y}_{ik}^0 - \frac{\bar{Y}_{ik}}{\alpha \cdot \beta} \quad (6.17)$$

$$\bar{Y}_{kk} = \bar{Y}_{kk}^0 + \frac{\bar{Y}_{ik}}{\beta^2} \quad (6.18)$$

Nestas expressões $\bar{Y}_{ii}^0$, $\bar{Y}_{ik}^0$ e $\bar{Y}_{kk}^0$ são os elementos ii , ik e kk da matriz inicial das admitâncias nodais (matriz sem informação dos componentes discretos) e $\bar{Y}_{ii}$, $\bar{Y}_{ik}$ e $\bar{Y}_{kk}$ correspondem aos novos elementos ii , ik e kk da matriz actualizada das admitâncias nodais.

A expressão (6.19) traduz a influência que um componente *shunt* ligado ao nó m da rede tem na matriz das admitâncias nodais. Desprezando o valor da condutância, o valor da admitância *shunt* deste componente obtém-se a partir de (6.20).

$$\bar{\mathbf{Y}}_{mm} = \bar{\mathbf{Y}}_{mm}^0 + \bar{\mathbf{y}}_m^{sh} \quad (6.19)$$

$$\bar{\mathbf{y}}_m^{sh} \simeq \frac{1}{-j \cdot x_m^{sh}} = \frac{1}{-j \cdot \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_m^{eq}}} = +j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_m^{eq} = j \cdot \frac{Q_m^{totC}}{l \cdot V_m^2} \quad (6.20)$$

Nesta expressão $\bar{\mathbf{y}}_m^{sh}$ é a admitância e x_m^{sh} a reactância do componente *shunt* ligado ao nó m , C_m^{eq} corresponde à capacidade de um condensador equivalente ao número de escalões da bateria de condensadores ligados a cada fase do nó m e f é a frequência da rede. Por seu lado, Q_m^{totC} é a potência reactiva trifásica injectada no nó m (assumida como positiva) e V_m representa o módulo da tensão composta neste nó. O coeficiente l é um escalar que depende do tipo de ligação trifásica dos elementos de cada escalão da bateria: $l=1$ está associado a uma ligação em estrela e $l=3$ deverá ser utilizado para a ligação em triângulo. Se agora, em vez de uma bateria de condensadores, tivéssemos uma bateria de indutâncias ligada ao nó m da rede com $\bar{\mathbf{y}}_m^{sh}$, o elemento $\bar{\mathbf{Y}}_{mm}$ da matriz seria determinado através da substituição de (6.21) na equação (6.19), admitindo novamente que é desprezado o valor da condutância respectiva.

$$\bar{\mathbf{y}}_m^{sh} \simeq \frac{1}{+j \cdot x_m^{sh}} = -j \cdot \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_m^{eq}} = j \cdot \frac{Q_m^{totL}}{l \cdot V_m^2} \quad (6.21)$$

Nesta expressão, L_m^{eq} e Q_m^{totL} representam respectivamente o coeficiente de auto-indução equivalente ao número de escalões de indutâncias ligadas a cada fase do nó m e a correspondente potência reactiva trifásica absorvida (assumida como negativa).

6.3 Modelos de Tipo Determinístico

6.3.1 Modelo 8: DIOS Linearizado com Alocação de Perdas e Ofertas de Ajuste – *Pool* e Contratos Bilaterais –, Admitindo Ajustes Cruzados

A formulação matemática, (6.22) a (6.46) corresponde a um modelo de despacho integrado de potência activa e de potência reactiva, servindo de ferramenta analítica ao Operador de Sistema para a resolução de restrições técnicas do sistema eléctrico com base nos programas base provenientes do *Pool* e dos contratos bilaterais físicos e em ofertas de

ajuste. Este modelo permite também a afectação de determinados serviços auxiliares necessários para dar apoio ao sistema eléctrico, nomeadamente no que diz respeito ao controlo de tensão/suporte de potência reactiva, mas também na alocação das potências de perdas activas pelos geradores por forma a compensar as perdas do sistema. Com este modelo pretende-se tratar de uma forma mais realista os sistemas de energia eléctrica em ambiente de mercado baseado no *Pool* e em contratos bilaterais físicos com a inclusão de equipamentos de rede possuindo natureza discreta.

Neste modelo e para além das variáveis de ajuste associadas à potência activa de perdas a compensar por cada gerador, existem também variáveis de ajuste da potência produzida pelos geradores necessárias para viabilizar do ponto de vista técnico a operação do sistema. Isto significa ajustes necessários para ultrapassar violações de limites térmicos de ramos do sistema ou de limites de tensões nodais ou, ainda, para viabilizar a produção de um determinado nível de potência reactiva. Este modelo admite a existência de ajustes cruzados entre geradores despachados no *Pool* ou associados a contratos bilaterais físicos. Isto significa que sendo necessário, por exemplo, decrementar a potência produzida por um gerador despachado no *Pool* se pode recorrer a diversas opções:

- decrementar a potência de uma carga despachada no *Pool*;
- incrementar a potência produzida por um gerador despachado no *Pool*;
- decrementar a potência de uma carga associada a um contrato bilateral físico;
- incrementar a potência produzida por um gerador associado a um contrato bilateral físico.

Neste sentido, o *Pool* e os contratos bilaterais físicos não correspondem a sistemas contratuais absolutamente independentes e fechados mas podem ocorrer transferências de potências entre o *Pool* e os contratos bilaterais, se tal for necessário do ponto de vista técnico. Assim, este modelo tem um carácter menos restritivo e é mais flexível do que, por exemplo, o que será apresentado na Subsecção 6.3.2.

$$\begin{aligned}
 \text{Min } Z = & \sum_{l=1}^{N_g} (\Delta P g_l^{\text{perdOM}} + \Delta P g_l^{\text{perdCB}}) \cdot \lambda + \sum_{i=1}^{N_g^{\text{OM}}} |\Delta P g_i^{\text{ajtOM}}| \cdot C g_i^{\text{ajtOM}} + \\
 & + \sum_{j=1}^{N_c^{\text{OM}}} |\Delta P c_j^{\text{ajtOM}}| \cdot C c_j^{\text{ajtOM}} + \sum_{p=1}^{N_g^{\text{CB}}} |\Delta P g_p^{\text{ajtCB}}| \cdot C g_p^{\text{ajtCB}} + \sum_{q=1}^{N_c^{\text{CB}}} |\Delta P c_q^{\text{ajtCB}}| \cdot C c_q^{\text{ajtCB}}
 \end{aligned} \tag{6.22}$$

sujeito a:

$$\alpha_i \in \{\alpha_i^{\min}, \dots, 1, \dots, \alpha_i^{\max}\} \quad (6.23)$$

$$\beta_j \in \{\beta_j^{\min}, \dots, 1, \dots, \beta_j^{\max}\} \quad (6.24)$$

$$\tau_p^C \in \{0, 1, \dots, \tau_p^{C \max}\} \quad (6.25)$$

$$\tau_q^B \in \{0, 1, \dots, \tau_q^{B \max}\} \quad (6.26)$$

$$Q_i^{CS \min} \leq Q_i^{CS} \leq Q_i^{CS \max} \quad (6.27)$$

$$\Delta V_i^{\min} \leq \Delta V_i \leq \Delta V_i^{\max} \quad (6.28)$$

$$\Delta \theta_{ij}^{\min} \leq \Delta \theta_{ij} \leq \Delta \theta_{ij}^{\max} \quad (6.29)$$

$$0 \leq \Delta P g_i^{perdOM} \leq \Delta P g_i^{\max OM} \quad (6.30)$$

$$0 \leq \Delta P g_i^{perdCB} \leq \Delta P g_i^{\max CB} \quad (6.31)$$

$$-\frac{vg_i^{tolOM}}{100} \cdot P g_i^{OM} \leq \Delta P g_i^{ajtOM} \leq \frac{vg_i^{tolOM}}{100} \cdot P g_i^{OM} \quad (6.32)$$

$$-\frac{vg_i^{tolCB}}{100} \cdot P g_i^{CB} \leq \Delta P g_i^{ajtCB} \leq \frac{vg_i^{tolCB}}{100} \cdot P g_i^{CB} \quad (6.33)$$

$$0 \leq \Delta P g_i^{ajtOM} \leq \frac{vg_i^{tolOM}}{100} \cdot P g_i^{\max OM} \quad (6.34)$$

$$\Delta P g_i^{\min OM} \leq \Delta P g_i^{ajtOM} + \Delta P g_i^{perdOM} \leq \Delta P g_i^{\max OM} \quad (6.35)$$

$$\Delta P g_i^{\min CB} \leq \Delta P g_i^{ajtCB} + \Delta P g_i^{perdCB} \leq \Delta P g_i^{\max CB} \quad (6.36)$$

$$-P c_j^{OM} \leq \Delta P c_j^{ajtOM} \leq 0 \quad (6.37)$$

$$-P c_j^{CB} \leq \Delta P c_j^{ajtCB} \leq 0 \quad (6.38)$$

$$Q g_i^{OM} \leq Q g_i^{\max OM} - \frac{Q g_i^{\max OM} - Q g_i^{aOM}}{P g_i^{\max OM}} \cdot (P g_i^{OM} + \Delta P g_i^{ajtOM} + \Delta P g_i^{perdOM}) \quad (6.39)$$

$$Q g_i^{OM} \geq Q g_i^{\min OM} + \frac{Q g_i^{bOM} - Q g_i^{\min OM}}{P g_i^{\max OM}} \cdot (P g_i^{OM} + \Delta P g_i^{ajtOM} + \Delta P g_i^{perdOM}) \quad (6.40)$$

$$Qg_i^{CB} \leq Qg_i^{\max CB} - \frac{Qg_i^{\max CB} - Qg_i^{aCB}}{Pg_i^{\max CB}} \cdot (Pg_i^{CB} + \Delta Pg_i^{ajtCB} + \Delta Pg_i^{perdCB}) \quad (6.41)$$

$$Qg_i^{CB} \geq Qg_i^{\min CB} + \frac{Qg_i^{bCB} - Qg_i^{\min CB}}{Pg_i^{\max CB}} \cdot (Pg_i^{CB} + \Delta Pg_i^{ajtCB} + \Delta Pg_i^{perdCB}) \quad (6.42)$$

$$\sum_{k=1}^{Nl} \Delta P_{perd_k}(\Delta V, \Delta \theta) = \sum_{l=1}^{Ng} (\Delta Pg_l^{perdOM} + \Delta Pg_l^{perdCB}) \quad (6.43)$$

$$\begin{aligned} \Delta P_i(\Delta V, \Delta \theta) = & (\Delta Pg_i^{ajtOM} + \Delta Pg_i^{perdOM} + \Delta Pg_i^{ajtCB} + \Delta Pg_i^{perdCB}) + \\ & - (\Delta Pc_i^{ajtOM} + \Delta Pc_i^{ajtCB}) \end{aligned} \quad (6.44)$$

$$\Delta Q_i(\Delta V, \Delta \theta) = (\Delta Qg_i^{OM} + \Delta Qg_i^{CB} + Q_i^{CS}) - (\Delta Qc_i^{OM} + \Delta Qc_i^{CB}) \quad (6.45)$$

$$\Delta S_{ij}^{\min} \leq \Delta S_{ij}(\Delta V, \Delta \theta) \leq \Delta S_{ij}^{\max} \quad (6.46)$$

Nesta formulação as expressões da função objectivo (6.22) e das restrições (6.28) a (6.46) são idênticas às restrições (4.84) a (4.102) do Modelo 4 descrito na Subsecção 4.6.4 do Capítulo 4.

As restrições (6.23) a (6.26) deste modelo referem-se aos componentes de rede de natureza discreta. Por um lado, as restrições (6.23) e (6.24) representam as razões de transformação disponíveis dos transformadores com regulação de tensão no primário e no secundário. Por seu lado, (6.25) e (6.26) correspondem aos escalões das baterias de condensadores e de indutâncias ligados aos nós p e q da rede eléctrica.

A restrição (6.27) impõe os limites de potência reactiva do compensador síncrono ligado ao nó i do sistema em análise.

6.3.2 Modelo 9: DIOS Linearizado com Alocação de Perdas e Ofertas de Ajuste – Pool e Contratos Bilaterais –, Considerando Ajustes Separados

O modelo descrito nesta subsecção corresponde a uma versão mais completa e realista do Modelo 8 apresentado na subsecção anterior.

A diferença deste modelo em relação ao anterior consiste no facto de os ajustes de potência activa necessários para a resolução deste problema terem também de obedecer às restrições de igualdade (6.47) e (6.48). Estas duas restrições impõem o equilíbrio dos ajustes de

potência activa dos geradores e das cargas no seio do *Pool*, por um lado, e dos contratos bilaterais físicos, por outro, garantindo que os ajustes sejam separados quanto à sua origem. Esta formulação pode ser encarada como um modelo de resolução de restrições técnicas executado pelo Operador de Sistema com uma estrutura de ajustes binária mantendo, deste modo, uma filosofia semelhante com o funcionamento dos mercados mistos. O *Pool* e os contratos bilaterais coexistem partilhando a mesma rede mas correspondem a dois tipos distintos de negociação, pelo que não se admitem os ajustes cruzados viabilizados pelo Modelo 8.

$$\sum_{i=1}^{N_g^{OM}} \Delta P g_i^{ajtOM} = \sum_{j=1}^{N_c^{OM}} \Delta P c_j^{ajtOM} \quad (6.47)$$

$$\sum_{p=1}^{N_g^{CB}} \Delta P g_p^{ajtCB} = \sum_{q=1}^{N_c^{CB}} \Delta P c_q^{ajtCB} \quad (6.48)$$

O Modelo 9 inclui portanto a função objectivo (6.22) e as restrições (6.23) a (6.46), que compõem o Modelo 8, a que se juntam agora as restrições (6.47) e (6.48).

6.4 Modelos de Natureza Difusa

6.4.1 Modelo 10: DIOS *Fuzzy* Linearizado com Alocação de Perdas e Ofertas de Ajuste – *Pool* e Contratos Bilaterais –, Admitindo Ajustes Cruzados

A expressão matemática da função objectivo original (6.49) dos Modelos 8 e 9 é convertida numa restrição adicional de acordo com o exposto em 5.2.

$$\begin{aligned} FO = & \sum_{l=1}^{N_g} (\Delta P g_l^{perdOM} + \Delta P g_l^{perdCB}) \cdot \lambda + \sum_{i=1}^{N_g^{OM}} |\Delta P g_i^{ajtOM}| \cdot C g_i^{ajtOM} + \\ & + \sum_{j=1}^{N_c^{OM}} |\Delta P c_j^{ajtOM}| \cdot C c_j^{ajtOM} + \sum_{p=1}^{N_g^{CB}} |\Delta P g_p^{ajtCB}| \cdot C g_p^{ajtCB} + \sum_{q=1}^{N_c^{CB}} |\Delta P c_q^{ajtCB}| \cdot C c_q^{ajtCB} \end{aligned} \quad (6.49)$$

O Modelo 10 é então dado por (6.50) a (6.78) correspondendo a uma versão difusa do Modelo 8 adoptando elementos da Teoria dos Conjuntos Difusos apresentada no Capítulo 5.

$$Max \mu \quad (6.50)$$

sujeito a:

$$FO + \mu \cdot \delta^{FO} \leq FO^{des} + \delta^{FO} \quad (6.51)$$

$$\alpha_i \in \{\alpha_i^{\min}, \dots, 1, \dots, \alpha_i^{\max}\} \quad (6.52)$$

$$\beta_j \in \{\beta_j^{\min}, \dots, 1, \dots, \beta_j^{\max}\} \quad (6.53)$$

$$\tau_p^C \in \{0, 1, \dots, \tau_p^{C \max}\} \quad (6.54)$$

$$\tau_q^B \in \{0, 1, \dots, \tau_q^{B \max}\} \quad (6.55)$$

$$Q_i^{CS \min} \leq Q_i^{CS} \leq Q_i^{CS \max} \quad (6.56)$$

$$\Delta V_i - \mu \cdot \delta^{V \min} \geq \Delta V_i^{\min} - \delta^{V \min} \quad (6.57)$$

$$\Delta V_i + \mu \cdot \delta^{V \max} \leq \Delta V_i^{\max} + \delta^{V \max} \quad (6.58)$$

$$\Delta \theta_{ij}^{\min} \leq \Delta \theta_{ij} \leq \Delta \theta_{ij}^{\max} \quad (6.59)$$

$$0 \leq \Delta P g_i^{perdOM} \leq \Delta P g_i^{\max OM} \quad (6.60)$$

$$0 \leq \Delta P g_i^{perdCB} \leq \Delta P g_i^{\max CB} \quad (6.61)$$

$$-\frac{vg_i^{tolOM}}{100} \cdot P g_i^{OM} \leq \Delta P g_i^{ajtOM} \leq \frac{vg_i^{tolOM}}{100} \cdot P g_i^{OM} \quad (6.62)$$

$$-\frac{vg_i^{tolCB}}{100} \cdot P g_i^{CB} \leq \Delta P g_i^{ajtCB} \leq \frac{vg_i^{tolCB}}{100} \cdot P g_i^{CB} \quad (6.63)$$

$$0 \leq \Delta P g_i^{ajtOM} \leq \frac{vg_i^{tolOM}}{100} \cdot P g_i^{\max OM} \quad (6.64)$$

$$\Delta P g_i^{\min OM} \leq \Delta P g_i^{ajtOM} + \Delta P g_i^{perdOM} \leq \Delta P g_i^{\max OM} \quad (6.65)$$

$$\Delta P g_i^{\min CB} \leq \Delta P g_i^{ajtCB} + \Delta P g_i^{perdCB} \leq \Delta P g_i^{\max CB} \quad (6.66)$$

$$-P c_j^{OM} \leq \Delta P c_j^{ajtOM} \leq 0 \quad (6.67)$$

$$-Pc_j^{CB} \leq \Delta Pc_j^{ajtCB} \leq 0 \quad (6.68)$$

$$Qg_i^{OM} \leq Qg_i^{\max OM} - \frac{Qg_i^{\max OM} - Qg_i^{aOM}}{Pg_i^{\max OM}} \cdot (Pg_i^{OM} + \Delta Pg_i^{ajtOM} + \Delta Pg_i^{perdOM}) \quad (6.69)$$

$$Qg_i^{OM} \geq Qg_i^{\min OM} + \frac{Qg_i^{bOM} - Qg_i^{\min OM}}{Pg_i^{\max OM}} \cdot (Pg_i^{OM} + \Delta Pg_i^{ajtOM} + \Delta Pg_i^{perdOM}) \quad (6.70)$$

$$Qg_i^{CB} \leq Qg_i^{\max CB} - \frac{Qg_i^{\max CB} - Qg_i^{aCB}}{Pg_i^{\max CB}} \cdot (Pg_i^{CB} + \Delta Pg_i^{ajtCB} + \Delta Pg_i^{perdCB}) \quad (6.71)$$

$$Qg_i^{CB} \geq Qg_i^{\min CB} + \frac{Qg_i^{bCB} - Qg_i^{\min CB}}{Pg_i^{\max CB}} \cdot (Pg_i^{CB} + \Delta Pg_i^{ajtCB} + \Delta Pg_i^{perdCB}) \quad (6.72)$$

$$\sum_{k=1}^{Nl} \Delta Pperd_k(\Delta V, \Delta \theta) = \sum_{l=1}^{Ng} (\Delta Pg_l^{perdOM} + \Delta Pg_l^{perdCB}) \quad (6.73)$$

$$\begin{aligned} \Delta P_i(\Delta V, \Delta \theta) = & (\Delta Pg_i^{ajtOM} + \Delta Pg_i^{perdOM} + \Delta Pg_i^{ajtCB} + \Delta Pg_i^{perdCB}) + \\ & - (\Delta Pc_i^{ajtOM} + \Delta Pc_i^{ajtCB}) \end{aligned} \quad (6.74)$$

$$\Delta Q_i(\Delta V, \Delta \theta) = (\Delta Qg_i^{OM} + \Delta Qg_i^{CB} + Q_i^{CS}) - (\Delta Qc_i^{OM} + \Delta Qc_i^{CB}) \quad (6.75)$$

$$\Delta S_{ij}(\Delta V, \Delta \theta) \geq \Delta S_{ij}^{\min} \quad (6.76)$$

$$\Delta S_{ij}(\Delta V, \Delta \theta) + \mu \cdot \delta_{ij}^{S_{ij}} \leq \Delta S_{ij}^{\max} + \delta_{ij}^{S_{ij}} \quad (6.77)$$

$$0 \leq \mu \leq 1 \quad (6.78)$$

6.4.2 Modelo 11: DIOS *Fuzzy* Linearizado com Alocação de Perdas e Ofertas de Ajuste – Pool e Contratos Bilaterais –, Considerando Ajustes Separados

Finalmente, o Modelo 11 corresponde ao último modelo proposto nesta Tese e representa uma versão difusa do Modelo 9 apresentado na Subsecção 6.3.2 deste capítulo ou, se se pretender, ao Modelo 10 apresentado em 6.4.1 não admitindo agora ajustes cruzados. Neste sentido, o Modelo 11 integra a função objectivo e todas as restrições do Modelo 10 (6.50) a (6.78) bem como as restrições (6.79) e (6.80). Estas restrições são análogas às

restrições (6.47) e (6.48) que permitiam construir o Modelo 9 a partir do Modelo 8 apresentados também neste capítulo.

$$\sum_{i=1}^{N_g^{OM}} \Delta P g_i^{ajtOM} = \sum_{j=1}^{N_c^{OM}} \Delta P c_j^{ajtOM} \quad (6.79)$$

$$\sum_{p=1}^{N_g^{CB}} \Delta P g_p^{ajtCB} = \sum_{q=1}^{N_c^{CB}} \Delta P c_q^{ajtCB} \quad (6.80)$$

7 Algoritmos de Solução e Cálculo dos Preços Marginais Nodais

7.1 Aspectos Gerais

Os problemas apresentados nos Capítulos 4, 5 e 6 foram resolvidos através de algoritmos de solução adequados a cada um deles tendo em conta a necessidade de os algoritmos serem eficientes do ponto de vista computacional. Neste sentido, na Secção 7.2 apresenta-se o algoritmo de solução implementado para resolver o problema não linear de despacho integrado correspondente ao Modelo 1, na Secção 7.3 o algoritmo de solução desenvolvido baseia-se no método de programação linear sequencial, SLP – *Sequential Linear Programming*, em literarura de língua inglesa. Este algoritmo foi aplicado aos problemas propostos nos Modelos 2 a 7 permitindo a sua implementação em redes eléctricas de dimensão realista, por um lado, e exigindo menor esforço computacional, por outro. Os problemas correspondentes aos Modelos 8 a 11 têm natureza inteira mista na medida em que se consideram componentes de rede de tipo discreto. Assim, nos Modelos 8 a 11 foram adoptados dois algoritmos de solução híbridos que conciliaram metodologias tradicionais de optimização com meta-heurísticas. Estes dois algoritmos são descritos na Secção 7.4.

Na Subsecção 7.4.1 apresenta-se o primeiro algoritmo de solução híbrido, adoptado nos Modelos 8 e 9, em que a função de avaliação da meta-heurística empregada é obtida utilizando a solução do problema contínuo resolvido através do algoritmo SLP. Assim, em cada iteração da meta-heurística, os componentes discretos seleccionados são considerados na formulação do problema que é, em seguida, resolvido pelo SLP. Esta formulação utiliza a matriz das admitâncias nodais actualizada com a influência dos respectivos componentes discretos considerados.

Na Subsecção 7.4.2 expõe-se o segundo algoritmo de solução híbrido, adoptado nos Modelos 8 a 11. Este algoritmo apresenta uma estrutura de resolução composta por três fases sucessivas:

- a primeira fase, consiste na formulação de um problema contínuo correspondente a uma versão do problema inteiro misto original em que os transformadores se encontram na posição nominal e os componentes *shunt* se encontram desligados;

- em seguida, na segunda fase, é utilizada uma meta-heurística para resolver o problema inteiro misto original, considerando como ponto de partida a solução obtida para o problema contínuo anterior;
- na terceira e última fase, a partir da solução obtida pela meta-heurística referida na fase anterior, nomeadamente o valor obtido para as variáveis que representam os componentes discretos que permitem actualizar a matriz das admitâncias nodais, é resolvido um problema primal/dual contínuo utilizando SLP. Deste modo, o problema passa a incluir a posição das tomadas seleccionadas dos transformadores e os elementos dos componentes *shunt* ligados à rede.

Na Secção 7.5 apresenta-se a metodologia adoptada para calcular os preços marginais nodais obtidos para a potência activa, bem como os que se obtêm para a potência reactiva. Em alguns dos modelos propostos, estes preços marginais são obtidos directamente através das variáveis duais (ou pelos coeficientes de *Lagrange*) das restrições de potência activa e reactiva injectada. Em outros modelos apresentados, os preços marginais nodais são obtidos através da composição das variáveis duais de diversas restrições.

Como referido nos capítulos anteriores, os modelos propostos nesta Tese correspondem a modelos de despacho de P/Q desenvolvidos e implementados para ambientes de mercado, estruturados em torno de um sistema do tipo *Pool*, nuns casos, ou mistos, em outros baseados no despacho económico executado pelo Operador de Mercado. Assim, os algoritmos de solução de todos os problemas propostos apresentam em comum o facto de se basearem no despacho económico inicial identificado pelo Operador de Mercado a que se junta, nas implementações mistas, o conjunto de potências produzidas e de carga associadas a contratos bilaterais.

7.2 Algoritmo de Solução 1: Adoptado no Modelo 1

O Modelo 1 apresentado no Capítulo 4 corresponde a um modelo de despacho integrado de potência activa e de potência reactiva com base num programa inicial obtido pelo Operador de Mercado. Este modelo recorre às expressões não lineares AC de trânsitos de potência resultando num problema de optimização de programação não linear (PNL).

Assim, o algoritmo de solução adoptado pode decompor-se em duas etapas em que são resolvidos dois problemas distintos. O primeiro problema, relativo à primeira etapa,

corresponde a um problema de despacho de carácter meramente económico executado pelo Operador de Mercado, *Pool*, de modo a definir o programa base inicial. O segundo problema, segunda etapa do algoritmo, corresponde à resolução de restrições técnicas e afectação de serviços auxiliares relativo ao exercício de funções do Operador de Sistema, resultando no programa final. A Figura 7.1 apresenta o fluxograma do algoritmo de solução implementado para resolver o problema proposto no Modelo 1.

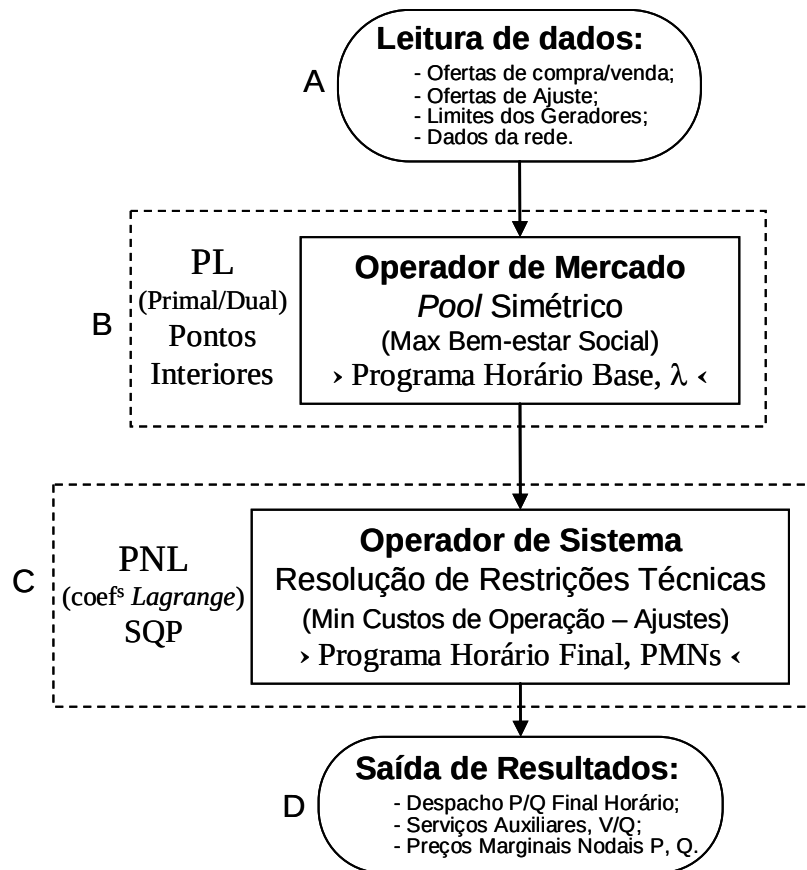


Figura 7.1 – Fluxograma do Algoritmo de Solução 1, adoptado no Modelo 1.

Este fluxograma inclui diversos blocos que se detalham em seguida:

- o bloco A corresponde à leitura dos dados necessários i) comunicados ao Operador de Mercado (ofertas de compra e de venda de energia eléctrica) para executar o mercado diário e ii) fornecidos ao Operador de Sistema via Operador de Mercado (preço de mercado, programa base), bem como iii) os dados fornecidos ao Operador de Sistema (dados da rede) e os que lhe deverão ser comunicados pelos diversos agentes, nomeadamente as ofertas de ajuste e os limites dos geradores;

- o bloco B diz respeito ao papel que o Operador de Mercado desempenha quanto à definição do programa base horário (ou despacho económico horário) e cálculo do preço horário do sistema, com o auxílio de modelos matemáticos como o apresentado na Secção 4.2 do Capítulo 4, referentes ao mercado diário. A aplicação utilizada para resolver este problema de maximização da função de Bem-estar Social, através de propostas de compra e venda de energia eléctrica, consiste no método de Pontos Interiores para problemas lineares (PL) através da função *linprog()*, disponível na *Toolbox* do MATLAB, Coleman *et al* (1999). Os resultados obtidos nesta primeira fase resultam da solução do problema primal correspondente à formulação matemática do modelo do Operador de Mercado bem como à solução do correspondente problema dual ou, em alternativa, ao cálculo da variável dual da restrição de equilíbrio correspondente ao preço horário de mercado;
- o bloco C está directamente associado às funções do Operador de Sistema quanto à resolução de restrições técnicas e alocação de serviços auxiliares, nomeadamente ao nível do controlo de tensão/suporte de potência reactiva, fazendo uso do primeiro modelo proposto nesta Tese, Modelo 1. Ao Operador de Sistema é comunicada toda a informação necessária pelo Operador de Mercado e pelos demais agentes, de modo a minimizar a soma de custo das perdas e dos ajustes necessários à operação do sistema. A informação necessária diz respeito ao despacho económico em termos dos valores de potência activa e pontos de ligação à rede dos respectivos agentes, ao preço de mercado, aos limites de funcionamento dos geradores e às ofertas de ajuste dos agentes que participaram no mercado. A aplicação adoptada para solucionar o problema não linear (PNL) assim construído corresponde à função *fmincon()*, disponível na *Toolbox* do MATLAB que utiliza uma metodologia baseada em SQP (*Sequential Quadratic Programming*, em inglês). Com esta função de optimização também é possível obter o valor dos coeficientes de *Lagrange* das diversas restrições. Nestas condições, os coeficientes de *Lagrange* referentes às restrições de igualdade das potências activas e reactivas injectadas nos nós do sistema correspondem aos preços marginais nodais (PMNs) de potência activa e de potência reactiva associados ao despacho integrado com base em ofertas de ajuste propostas neste modelo, tal como será detalhado na Secção 7.5;

- finalmente, o bloco D, saída de resultados, corresponde à listagem dos resultados obtidos nas duas fases do algoritmo, blocos B e C: despacho económico e despacho final horário, preço marginal do sistema (λ) e preços marginais nodais das potências activa e reactiva (PMNs), perfis de tensão, trânsitos de potência activa, reactiva e aparente nos ramos, perdas e alocação de potência reactiva pelos geradores do sistema.

7.3 Algoritmo de Solução 2: Adoptado nos Modelos 2 a 7

O algoritmo de solução apresentado na secção anterior, referente a problemas de programação não lineares, mostrou-se inadequado para problemas de dimensão real na medida em que o tempo de cálculo computacional se revelou excessivo ao considerar um grande número de variáveis e de restrições. Deste modo, optou-se por se desenvolver o problema de despacho integrado no sentido dos modelos serem implementados através de um algoritmo de solução mais eficiente e assim permitir analisar sistemas eléctricos de maior dimensão, exigindo menores tempos de processamento, do que os verificados com o algoritmo anterior. O algoritmo seleccionado correspondeu a um algoritmo baseado em Programação Linear Sequencial, SLP – *Sequential Linear Programming*, em literatura de língua inglesa –, que permitisse obter soluções de forma eficiente do ponto de vista computacional. A Figura 7.2 apresenta o diagrama de blocos do Algoritmo de Solução 2 utilizado para resolver os problemas de optimização correspondentes aos Modelos 2 a 7.

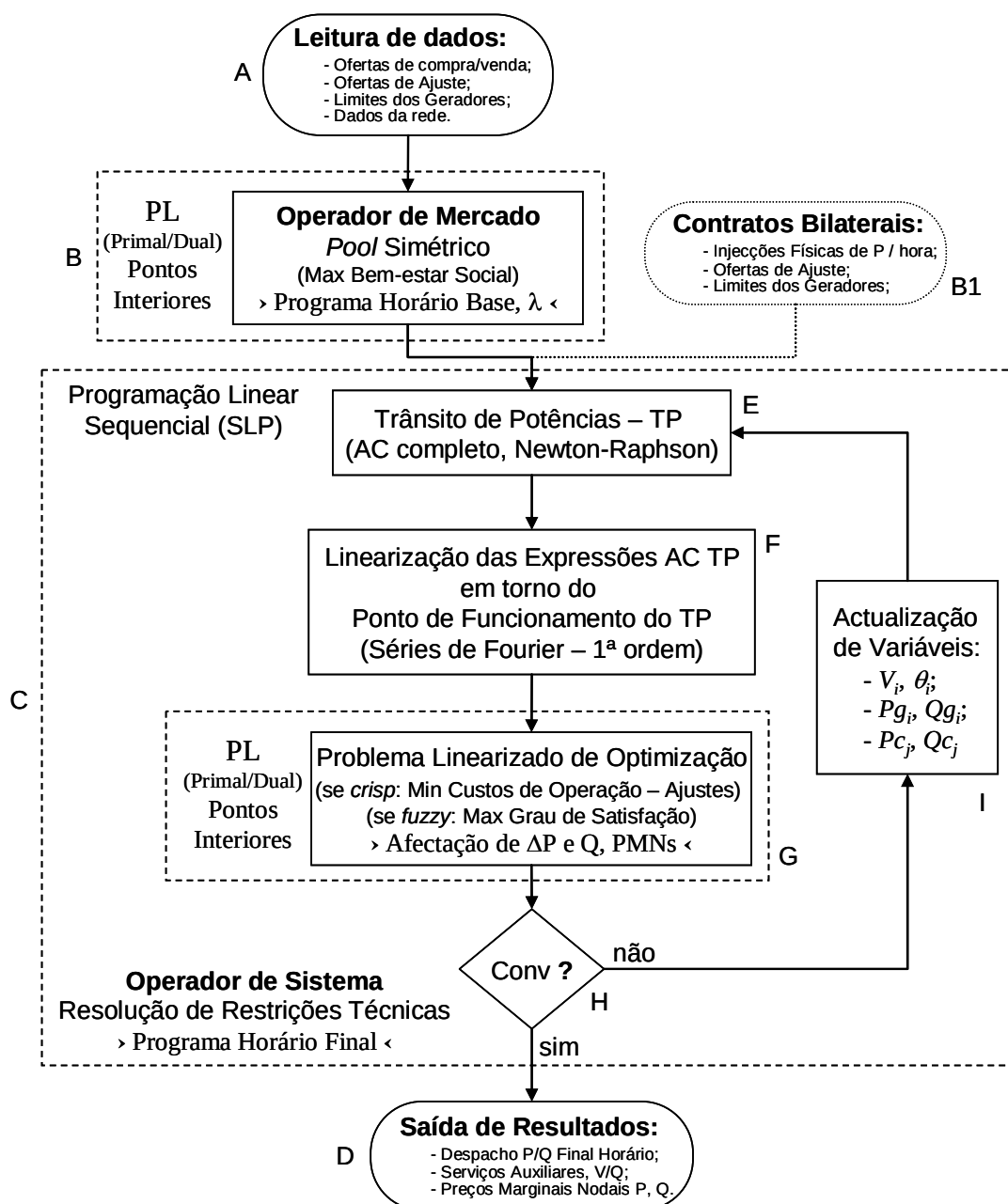


Figura 7.2 – Fluxograma do Algoritmo de Solução 2, aplicado aos Modelos 2 a 7 (baseado em SLP).

Os blocos A, B, C e D deste fluxograma possuem o mesmo significado que o referido na secção anterior, uma vez que as funções e os objectivos inerentes a cada um destes blocos, e por consequência das entidades envolvidas, são exactamente os mesmos. O bloco C difere do incluído na Figura 7.1 no que se refere aos métodos utilizados, agora associados à implementação do SLP. Aos restantes blocos deste fluxograma correspondem as seguintes funcionalidades:

- o bloco B1 representa os contratos bilaterais físicos efectuados e comunicados ao Operador de Sistema para o período de comercialização em análise. Este bloco só é

- utilizado nos Modelos 4 e 5 que admitem uma estrutura de funcionamento de mercado diário de energia eléctrica coexistindo com contratos bilaterais físicos;
- o bloco E corresponde à aplicação de Trânsito de Potências AC completo (TP AC) utilizando o método de *Newton-Raphson*. Neste bloco é determinado o ponto de funcionamento do sistema eléctrico para cada ciclo do SLP. O primeiro estudo de trânsito de potências, ciclo inicial do SLP, fornece o ponto de funcionamento do sistema para o programa base inicial permitindo, desde logo, avaliar a sua viabilidade técnica;
 - no bloco F é efectuada a linearização das expressões de trânsitos de potências AC considerando os termos de 1ª ordem das suas séries de *Fourier*. Estas linearizações são calculadas para o ponto de funcionamento obtido no TP AC (bloco E) e limitadas para a amplitude máxima de variação admitida para as variáveis do problema, $\Delta V_i, \Delta \theta_i, \dots$. Esta amplitude máxima admitida em cada ciclo do SLP deverá resultar de um compromisso considerando:
 - valores não excessivamente elevados para evitar oscilações em torno da solução durante o processo iterativo não permitindo assim alcançar os critérios de convergência, exceptuando o número máximo de iterações;
 - valores não excessivamente pequenos para não aumentar excessivamente o tempo de cálculo associado ao aumento do número de iterações necessárias para atingir as condições de paragem referidas no bloco H;
 - o bloco G corresponde à resolução do problema linearizado de optimização considerando os Modelos 2 a 7. É neste bloco de optimização que é construído o problema a resolver e portanto se realiza a distinção da natureza do mesmo quanto ao tipo de modelo utilizado (determinístico ou difuso). O problema linearizado assim construído é resolvido através do método de Pontos Interiores disponível na função de optimização *linprog()* do MATLAB. Deve referir-se que esta função permite resolver o problema linear primal bem como construir automaticamente o problema dual. Corresponde portanto a um algoritmo de resolução primal/dual. Neste contexto, refere-se ainda que um dos critérios de paragem deste método de Pontos Interiores corresponde à condição de *duality gap*. Esta condição de convergência impõe que a função objectivo do problema primal e a função objectivo

do problema dual tenham o mesmo valor para a solução obtida em cada um deles podendo admitir-se, para este efeito, um valor residual de complementaridade;

- o critério de convergência adoptado para o algoritmo SLP implementado computacionalmente, bloco H da Figura 7.2, obedeceu à definição de parâmetros de convergência que devem satisfazer determinadas condições de paragem. Nestas condições, foram considerados os parâmetros seguintes: erro máximo do módulo das tensões, erro máximo da fase das tensões, erro máximo do valor da função objectivo e erro máximo das variáveis duais (solução do problema dual). O problema de optimização terá convergido se, em simultâneo, os erros obtidos forem inferiores aos valores máximos pré especificados para cada um deles em ciclos consecutivos do SLP. Por outro lado, o algoritmo SLP poderá ainda terminar se for atingido o número máximo de ciclos SLP definido. Enquanto o critério de convergência não for atingido o processo de convergência prossegue, seguindo-se o bloco I, até se cumprir a condição de paragem do método, ocorrendo então a saída de resultados do problema, bloco D;
- o bloco I, rotina de actualização das variáveis do problema, garante que o processo de resolução de um problema não linear através do algoritmo SLP seja adequado e consistente na busca da solução do problema. A actualização das variáveis do problema de despacho integrado corresponde à actualização do módulo das tensões, da fase das tensões e das potências activas e reactivas dos geradores e das cargas. Torna-se então possível executar um novo TP AC que permitirá determinar um novo ponto de funcionamento, bloco E, dando início a mais um ciclo do método SLP;
- no bloco D disponibiliza-se, então, o despacho final que inclui os serviços auxiliares necessários como, por exemplo, o controlo de tensão e suporte de potência reactiva, a compensação das perdas activas verificadas no sistema e sua alocação pelos diversos agentes. Disponibiliza também os preços marginais nodais de potência activa e de potência reactiva de acordo com os custos de operação do sistema tendo em conta o custo de perdas activas e o mecanismo de mercado associados às ofertas de ajuste de potência activa.

7.4 Algoritmos de Solução Híbridos: Aplicados nos Modelos 8 a 11

As formulações associadas aos Modelos 8 a 11 correspondem a problemas que consideram componentes de rede de tipo discreto resultando, assim, em problemas de optimização inteira mista. Deste modo, foi necessário desenvolver e implementar algoritmos de solução capazes de tratar estes problemas. Os algoritmos desenvolvidos correspondem a uma combinação de métodos tradicionais de optimização, baseados no SLP, com meta-heurísticos, como o EPSO (*Evolutionary Particle Swarm Optimization*, em língua inglesa), o GAO (*Genetic Algorithm Optimization*) e o SAO (*Simulated Annealing Optimization*). As meta-heurísticas permitem identificar combinações de valores das variáveis discretas. Para cada uma das combinações assim identificadas, o problema de optimização resultante tem natureza contínua sendo resolvido pela aplicação SLP. A utilização destes dois tipos de ferramentas de optimização para resolver os problemas inteiro mistos que se formularam nos Modelos 8 a 11 deu origem ao desenvolvimento e implementação de dois algoritmos de solução que são apresentados nas duas subsecções seguintes. Assinala-se, ainda, que o Anexo A apresenta de forma resumida os algoritmos das três meta-heurísticas referidas.

7.4.1 Algoritmo de Solução 3: Meta-heurística com Função de Avaliação Determinística SLP, Utilizado nos Modelos 8 e 9

Neste algoritmo de solução empregam-se dois métodos distintos para a resolução dos problemas propostos nos Modelos 8 e 9. Os métodos referidos são uma meta-heurística (EPSO ou GAO) e um método tradicional de optimização (SLP). Deste modo, o Algoritmo de Solução 3 consiste na utilização das soluções do algoritmo SLP para obter a função de avaliação do EPSO ou do GAO. Em cada iteração relativa à meta-heurística, esta selecciona o estado dos componentes de natureza discreta para, em seguida, e após actualização da matriz das admitâncias nodais, essa combinação ser avaliada através do resultado obtido pelo SLP. Este algoritmo de solução corresponde, portanto, a uma meta-heurística que inclui na sua implementação a solução de problemas tradicionais de optimização de modo a avaliar a qualidade das soluções dos problemas correspondentes aos Modelos 8 e 9 para as combinações de valores das variáveis discretas a analisar.

Neste algoritmo de solução foram consideradas duas meta-heurísticas, EPSO e GAO, de modo a ser possível comparar os seus desempenhos. Na Figura 7.3 apresenta-se o Algoritmo de Solução 3 que corresponde a esta implementação.

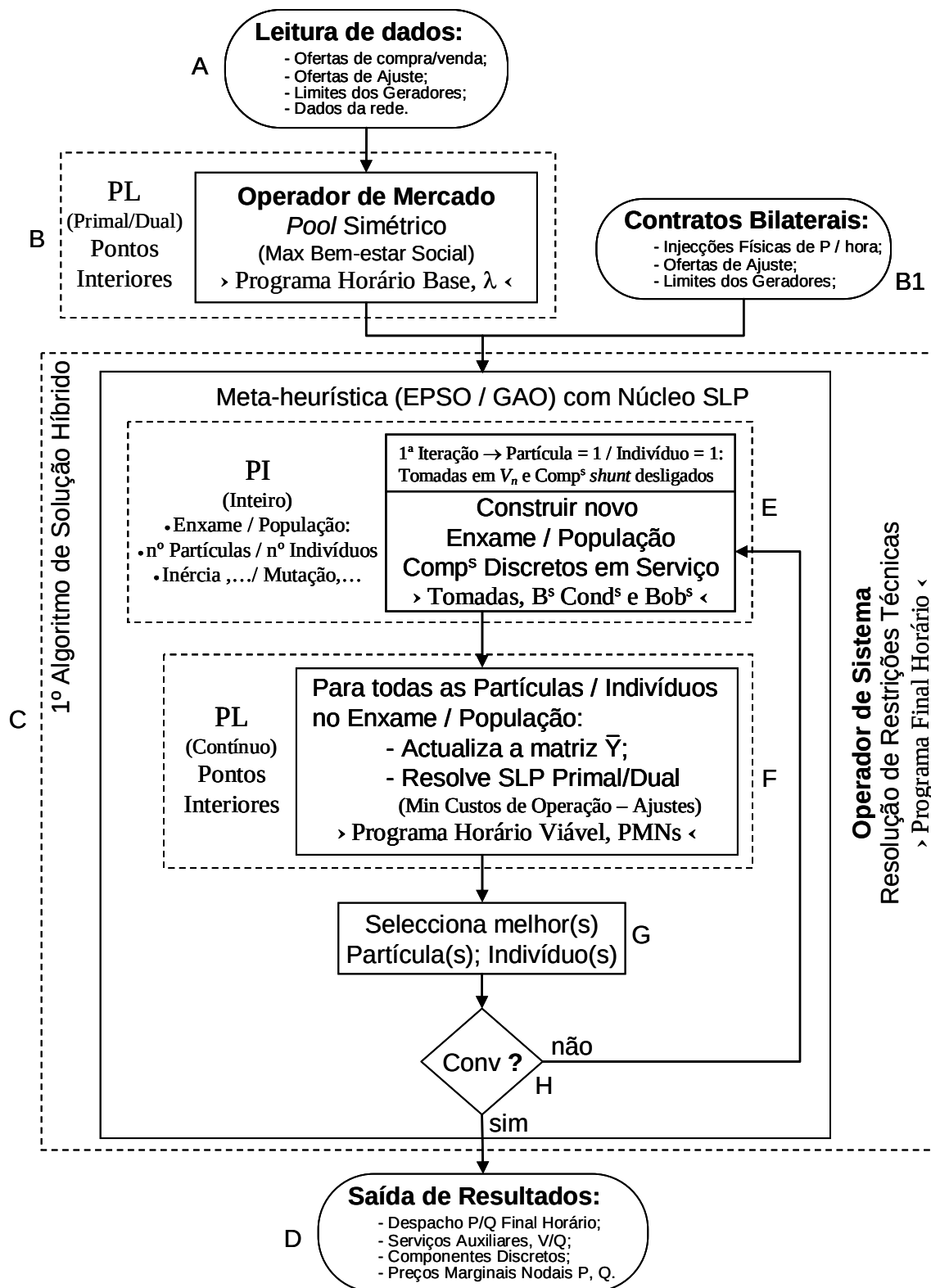


Figura 7.3 – Fluxograma do Algoritmo de Solução 3, aplicado aos Modelos 8 e 9 (1º algoritmo híbrido).

Neste fluxograma, os blocos A, B, B1, e C têm um significado análogo ao já referido em secções anteriores. Os restantes blocos correspondem às seguintes funcionalidades:

- o bloco E representa o início do processo de solução correspondente à tarefa do Operador de Sistema (OS). Na primeira iteração, os problemas propostos são resolvidos considerando os componentes *shunt* fora de serviço e as tomadas de tensão dos transformadores na posição nominal. Esta informação é colocada na primeira posição do vector de potenciais soluções sorteadas pela meta-heurística empregada, no EPSO corresponde à Partícula 1 e no GAO ao Indivíduo 1. As restantes posições (Partículas ou Indivíduos) do vector de potenciais soluções (Enxame ou População) são geradas pela meta-heurística utilizada. A partir da segunda iteração todas as Partículas ou Indivíduos são gerados pela respectiva meta-heurística. Este bloco inclui, ainda, todas as particularidades a considerar em cada uma das duas meta-heurísticas empregadas. Por exemplo, no algoritmo EPSO são consideradas as regras de Cooperação, Inércia e Movimento das Partículas e no algoritmo GAO são definidos parâmetros associados aos operadores de Selecção, Mutação e Cruzamento de Indivíduos. Isto significa que são definidos todos os parâmetros e critérios que permitem a evolução da pesquisa no espaço de soluções possíveis, específicos a cada uma das meta-heurística em causa;
- o bloco F representa a aplicação em que se efectua a actualização da matriz das admitâncias nodais da rede e a correspondente avaliação pelo SLP descrito no Algoritmo de Solução 2 dos diversos elementos do Enxame/População. A actualização referida permite incluir informação relativa aos elementos da matriz das admitâncias nodais que sofrem a influência dos componentes discretos, seleccionados no bloco E para cada elemento do Enxame/População. Estas actualizações são necessárias para construir as expressões de trânsitos de potências utilizadas para formular o problema tradicional de optimização a resolver pelo SLP para cada elemento do Enxame/População de soluções;
- o bloco G refere-se aos critérios de selecção e armazenamento das melhores soluções encontradas durante o processo iterativo em cada uma das meta-heurísticas servindo, por um lado, para melhorar a evolução do processo de pesquisa (no bloco E) e, desde logo, também a convergência do método e, por outro lado, para disponibilizar no final a melhor solução alcançada;

- no bloco H é verificado o critério de convergência do algoritmo dependendo das condições de paragem especificadas. De acordo com a meta-heurística utilizada as condições de paragem podem corresponder, por exemplo, a ter sido atingido o número máximo de iterações, o número máximo de iterações consecutivas sem melhoria da função de avaliação, o tempo máximo de processamento ou ao número máximo de gerações;
- finalmente, o bloco D corresponde à saída de resultados. Para além dos resultados referidos para o mesmo bloco do Algoritmo de Solução 2, é agora também apresentada a solução obtida para os componentes discretos, ou seja, a posição das tomadas dos transformadores com regulação de tensão e o número de escalões ligados tanto de baterias de condensadores como de indutâncias existentes na rede eléctrica.

7.4.2 Algoritmo de Solução 4: Combinação Sucessiva de Métodos Determinísticos e Meta-heurísticos, Adoptado nos Modelos 8 a 11

O desenvolvimento deste algoritmo de solução deveu-se ao facto de o Algoritmo de Solução 3 ter revelado elevados tempos de cálculo para problemas de maior dimensão. Assim, com o Algoritmo de Solução 4 pretendeu-se resolver os problemas inteiro mistos, propostos nos Modelos 8 a 11, empregando mais uma vez um algoritmo híbrido, recorrendo às ferramentas de solução disponíveis, que permitisse obter resultados com tempos de cálculo mais adequados e coerentes com o enquadramento de mercado a que se referem os respectivos modelos.

A diferença deste algoritmo de solução em relação ao anterior encontra-se no bloco C referente à função do Operador de Sistema, concretamente, na determinação do programa final. Este algoritmo de solução apresenta uma estrutura faseada constituída por uma série de três etapas sucessivas e encadeadas entre si. Em cada uma destas fases é resolvido um problema diferente, nomeadamente quanto à natureza das suas variáveis, a que corresponde também um método de resolução diferente. Assim, as fases consideradas no Algoritmo de Solução 4 correspondem a:

- na primeira fase utiliza-se o algoritmo SLP para resolver um problema contínuo resultante do problema original na medida em que se considera que as tomadas de

- tensão dos transformadores se encontram na posição nominal e que os componentes *shunt* estão desligados da rede;
- em seguida, na segunda fase, é empregada uma meta-heurística (EPSO, GAO ou SAO) cuja implementação em termos de formulação corresponde ao problema inteiro misto original mas considerando agora que as gamas de variação admitidas para as variáveis contínuas do problema estão limitadas pelos valores obtidos na solução da primeira fase afectados por uma variação especificada para o módulo e fase das tensões, para as potências activa e reactiva dos geradores e para a potência activas das cargas ($\pm \Delta V^{sp}, \pm \Delta \theta^{sp}, \pm \Delta Pg^{sp}, \pm \Delta Qg^{sp}, \pm \Delta Pc^{sp}$). Estas gamas de variação, correspondem, portanto, à especificação de limites inferior e superior das variáveis contínuas do problema em torno da solução obtida na primeira fase pelo SLP. Os valores possíveis das variáveis discretas correspondem aos valores discretos especificados nos dados do problema. Deste modo, através da utilização da meta-heurística é possível resolver o problema com tempos de cálculo significativamente inferiores relativamente ao algoritmo de solução anterior;
 - obtida a solução da segunda fase, nomeadamente a solução referente às variáveis discretas necessária à actualização da matriz das admitâncias nodais, segue-se a terceira e última fase de resolução do problema original correspondente a um dos Modelos 8 a 11. Nesta terceira fase o problema a resolver corresponde a um problema contínuo na medida em que a influência da posição das tomadas dos transformadores com regulação de tensão e dos componentes *shunt* ligados à rede está já incluída na matriz $\bar{Y}$ de acordo com os valores obtidos na solução da segunda fase. Este problema é então resolvido através do algoritmo SLP na forma primal/dual de modo a obter a solução final bem como os preços marginais nodais do sistema.

A Figura 7.4 apresenta o Algoritmo de Solução 4 correspondente, portanto, a um algoritmo de solução híbrido que constitui uma alternativa ao Algoritmo de Solução 3 detalhado na subsecção anterior.

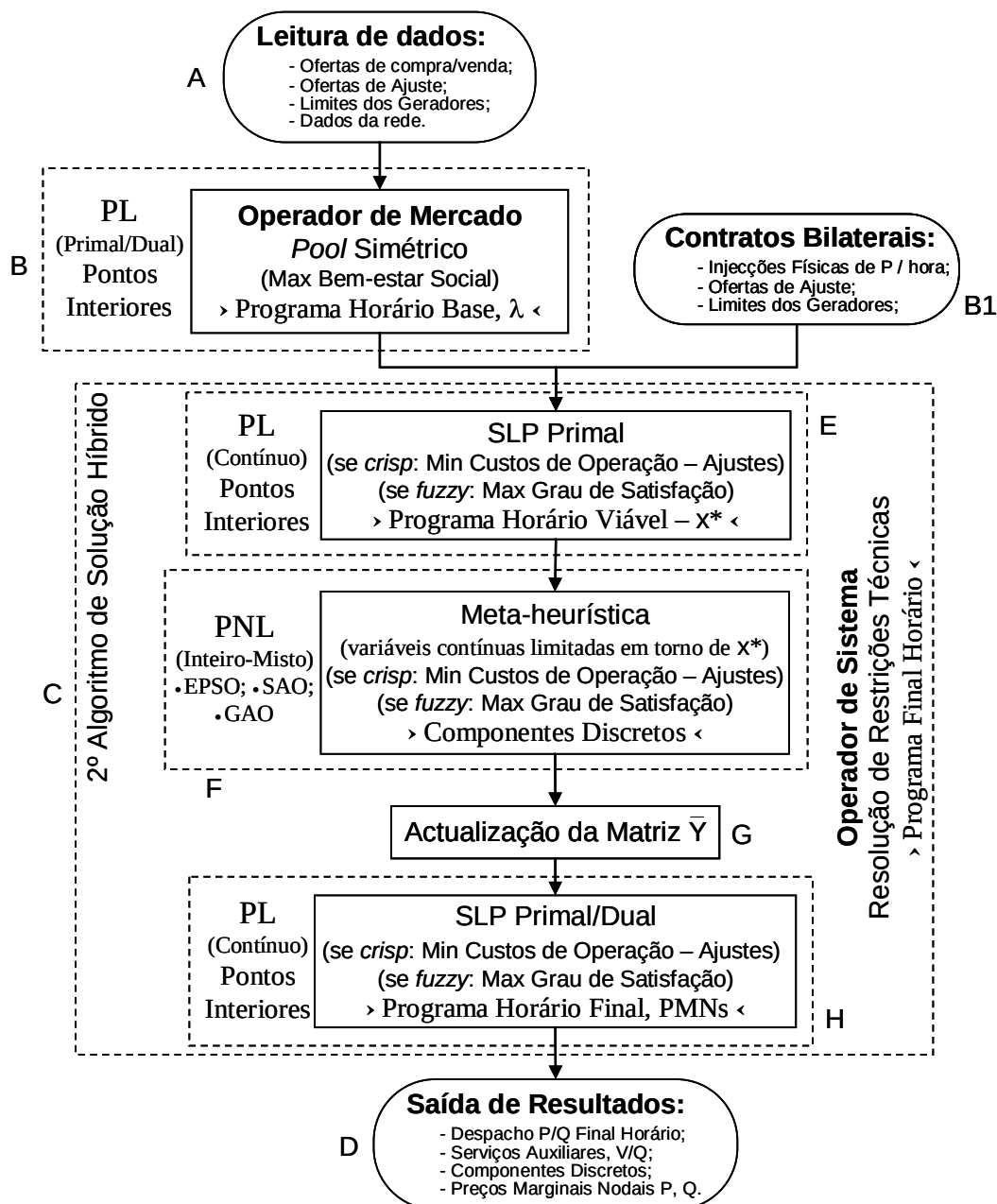


Figura 7.4 – Fluxograma do Algoritmo de Solução 4, 2º algoritmo híbrido, aplicado aos Modelos 8 a 11.

De forma análoga ao referido na subsecção anterior, a explicação deste fluxograma recai apenas nos blocos cujo significado é diferente do exposto anteriormente, ou seja, nos blocos abrangidos pelo bloco C (Operador de Sistema):

- o bloco E corresponde à resolução do problema primal, modelo determinístico ou difuso, através do algoritmo SLP análogo ao apresentado na Secção 7.3. Nesta fase, resolve-se o problema proposto considerando as tomadas de tensão dos transformadores na posição nominal e os componentes *shunt* desligados da rede. Resolve-se assim uma versão contínua do problema original;

- o bloco F representa a meta-heurística empregada para resolver o problema inteiro misto proposto, Modelos 8 a 11, partindo de uma solução inicial que corresponde à solução encontrada no bloco E. As variáveis contínuas, para as quais se conhecem uma solução inicial obtida no SLP primal do bloco E, são limitadas neste bloco F não pelos seus limites técnicos mas sim em torno dos valores obtidos na fase anterior (bloco E). Admitamos, por exemplo, que os limites técnicos de V_i correspondem a $[0,90; 1,10]$ pu e que o valor obtido no bloco E foi 1,03 pu. Assim, os limites de V_i a utilizar no bloco F correspondem a $[\max(V_i^{\min}; 1,0); \min(1,06; V_i^{\max})]$ pu, estando desde logo, e em todo o caso, salvaguardados os limites técnicos de V_i . Os valores de 1,0 pu e 1,06 pu correspondem ao resultado de $V_i - \Delta v$ e $V_i + \Delta v$, sendo Δv a variação admitida em torno de V_i , aqui considerada igual a 0,03 pu. A meta-heurística utilizada (EPSO, GAO ou SAO) permite obter potenciais soluções de acordo com os critérios e regras próprios de cada uma delas, através do sorteio das variáveis contínuas e discretas no espaço de soluções possíveis correspondendo:

- no EPSO a um Enxame de Partículas que serão sujeitas às regras de Cooperação, Inércia e Movimento;
- no GAO a uma População de Indivíduos cuja evolução depende dos operadores de Mutação, Cruzamento e Selecção;
- e no SAO representa uma solução identificada na vizinhança da anterior e avaliada utilizando uma função de aceitação.

Estas potenciais soluções são avaliadas utilizando uma função de avaliação que integra a função objectivo do problema à qual são somadas penalidades correspondentes às restrições violadas;

- bloco G, actualização da matriz das admitâncias nodais, $\bar{Y}$, considerando os resultados obtidos para as variáveis discretas obtidos no bloco F através da solução do problema inteiro misto pela meta-heurística seleccionada;
- por último, o bloco H, correspondente à fase final do algoritmo. Incluída a influência dos componentes discretos da rede reflectidos na matriz $\bar{Y}$, o problema primal/dual é resolvido através do método SLP. A solução obtida nesta fase corresponde à

solução do problema proposto, isto é, ao programa final horário com a resolução de restrições técnicas, se necessário, e a alocação de serviços auxiliares bem como os preços marginais nodais de potência activa e de potência reactiva.

7.5 Cálculo dos Preços Marginais Nodais

7.5.1 Aspectos Gerais

O preço marginal da energia eléctrica pode ser definido como o impacto sentido pela função objectivo (representando um custo de operação) do problema de optimização associado se ocorrer uma variação da potência de carga. Dada a existência de uma rede eléctrica interligando os geradores e as cargas, possuindo características técnicas bem definidas, bem como variações do estado do sistema em análise ao longo do tempo (devido às variações de carga, saídas de serviço de componentes por avaria ou manutenção e alterações de topologia) o preço marginal da potência activa no nó k no instante t pode ser definido, por exemplo, por (7.1) em que FO representa a função objectivo do problema de optimização.

$$\rho_k(t) = \frac{\partial FO(t)}{\partial P_{C_k}(t)} \quad (7.1)$$

De uma forma geral, os preços marginais referidos correspondem a preços marginais de curto prazo no sentido em que resultam de problemas de optimização da operação de sistemas eléctricos que não incluem, portanto, o custo de investimento. Em qualquer caso, o interesse destas grandezas é muito elevado e bem conhecido dada a interpretação económica que lhes está associada, dados os sinais que permitem transmitir aos utilizadores das redes eléctricas no sentido de haver uma maior eficiência na exploração dos sistemas eléctricos e dado, ainda, o facto de serem utilizados nos sistemas tarifários em vigor em muitos países. Todos estes aspectos justificam então a atenção que lhes é conferida na parte final deste capítulo.

Serão assim apresentadas as expressões dos preços marginais de potência activa e reactiva associados aos diversos modelos propostos e disponibilizados de forma directa, em alguns casos, a partir das variáveis duais obtidas na última iteração do algoritmo SLP (no Modelo 1 correspondem aos multiplicadores de *Lagrange* obtidos), ou através de combinações de diversas destas variáveis duais, noutros casos.

7.5.2 Preços Marginais Nodais Associados aos Modelos 1 a 4 e 8

Os preços marginais nodais (PMNs) das potências activa e reactiva, $\rho_i^{\Delta P_i}$ e $\rho_i^{\Delta Q_i}$, calculados de acordo com os Modelos 1 a 4 e 8 correspondem, respectivamente, aos coeficientes de *Lagrange* ou às variáveis duais, $\xi_i^{\Delta P_i}$ e $\xi_i^{\Delta Q_i}$, obtidos a partir das restrições de igualdade das potências activa e reactiva injectadas no nó i da rede.

Deste modo, os preços marginais nodais de potência activa e de potência reactiva resultam de (7.2) e (7.3).

$$\rho_i^{\Delta P_i} = \frac{\partial FO}{\partial \Delta P_{c_i}} = \xi_i^{\Delta P_i} \quad (7.2)$$

$$\rho_i^{\Delta Q_i} = \frac{\partial FO}{\partial \Delta Q_{c_i}} = \xi_i^{\Delta Q_i} \quad (7.3)$$

Os preços marginais nodais obtêm-se, assim, directamente dos coeficientes de *Lagrange* no Modelo 1 e das variáveis duais nos restantes modelos referentes às restrições de equilíbrio de potências activas e reactivas injectadas obtidos na solução do problema em questão. Uma vez que o algoritmo de solução do problema, SLP, tem inerente a solução dos problemas primal e dual, estes preços correspondem igualmente às variáveis do problema dual dos Modelos 2 a 4 e 8 associadas às restrições de igualdade das potências activa e reactiva injectadas do problema primal.

7.5.3 Preços Marginais Nodais Associados aos Modelos 5 e 9

A formulação matemática destes modelos de despacho integrado, proposto para o Operador de Sistema, integra equações de equilíbrio dos ajustes de potência activa para as potências despachadas pelo Operador de Mercado, por um lado, e para as potências associadas aos contratos bilaterais físicos, por outro. Designemos por Eq^{ajtOM} e por Eq^{ajtCB} estas restrições. Deste modo, podem obter-se dois preços marginais de potência activa para cada nó da rede, um para os agentes que participaram no mercado organizado de energia eléctrica, o *Pool*, expressão (7.4), e outro para os agentes que celebraram contratos bilaterais físicos dado pela expressão (7.5). O preço marginal nodal de potência reactiva é dado pela expressão (7.6).

$$\rho_i^{\Delta P_i-OM} = \frac{\partial FO}{\partial \Delta P C_i} = \xi_i^{\Delta P_i} + \xi^{Eq^{ajtOM}} \quad (7.4)$$

$$\rho_i^{\Delta P_i-CB} = \frac{\partial FO}{\partial \Delta P C_i} = \xi_i^{\Delta P_i} + \xi^{Eq^{ajtCB}} \quad (7.5)$$

$$\rho_i^{\Delta Q_i} = \frac{\partial FO}{\partial \Delta Q C_i} = \xi_i^{\Delta Q_i} \quad (7.6)$$

Nestas expressões as respectivas grandezas correspondem a:

- $\xi_i^{\Delta P_i}$ à variável dual da restrição de igualdade da potência activa injectada no nó i ;
- $\xi^{Eq^{ajtOM}}$ representa a variável dual da equação de equilíbrio de ajustes de potência activa formulada para os ajustes das potências despachadas pelo Operador de Mercado;
- $\xi^{Eq^{ajtCB}}$ representa a variável dual da equação de equilíbrio de ajustes de potência activa formulada para os ajustes das potências activas associadas a contratos bilaterais físicos;
- $\xi_i^{\Delta Q_i}$ corresponde à variável dual da restrição de igualdade da potência reactiva injectada no nó i .

7.5.4 Preços Marginais Nodais Associados aos Modelos 6, 7 e 10

No caso dos Modelos 6, 7 e 10 propostos, modelos difusos simétricos, a expressão correspondente ao custo de operação do sistema associado ao custo das perdas activas e aos custos de ajuste de potência activa dos geradores e das cargas (expressão da função objectivo nos modelos determinísticos anteriores) corresponde agora a uma restrição adicional considerando um determinado nível de aspiração. Consideremos que este custo de operação é representado por CO . Por outro lado, a função objectivo (FO) corresponde agora ao grau de pertença ou de satisfação da solução obtida. Assim, a obtenção dos preços marginais nodais referentes às potências activa e reactiva, $\rho_i^{\Delta P_i}$ e $\rho_i^{\Delta Q_i}$, resultam de relações envolvendo variáveis duais de diversas restrições do problema. Deste modo, os preços marginais nodais dos modelos referidos determinam-se através das expressões (7.7) e (7.8).

$$\rho_i^{\Delta P_i} = \frac{\partial CO}{\partial \Delta P_{c_i}} = \frac{\partial FO}{\partial \Delta P_{c_i}} \times \frac{1}{\frac{\partial FO}{\partial CO}} = \xi_i^{\Delta P_i} \cdot \frac{1}{\xi^{CO}} \quad (7.7)$$

$$\rho_i^{\Delta Q_i} = \frac{\partial CO}{\partial \Delta Q_{c_i}} = \frac{\partial FO}{\partial \Delta Q_{c_i}} \times \frac{1}{\frac{\partial FO}{\partial CO}} = \xi_i^{\Delta Q_i} \cdot \frac{1}{\xi^{CO}} \quad (7.8)$$

Nestas expressões as variáveis utilizadas representam:

- $\xi_i^{\Delta P_i}$ é a variável dual associada à restrição de igualdade da potência activa injectada no nó i ;
- ξ^{CO} representa a variável dual da restrição associada ao custo de operação do sistema. Como foi referido, esta restrição resulta da transformação da função objectivo original numa restrição considerando um nível de aspiração no âmbito da formulação de um problema difuso simétrico de optimização;
- e $\xi_i^{\Delta Q_i}$ representa a variável dual referente à restrição de equilíbrio da potência reactiva injectada no nó i do sistema.

Deste modo, a obtenção dos preços marginais nodais de potência activa, $\rho_i^{\Delta P_i}$, e de potência reactiva, $\rho_i^{\Delta Q_i}$, corresponde ao quociente das variáveis duais das restrições de equilíbrio das potências activa e reactiva injectadas no nó i , $\xi_i^{\Delta P_i}$ e $\xi_i^{\Delta Q_i}$, pela variável dual associada à restrição correspondente ao custo total de operação, ξ^{CO} . O valor de ξ^{CO} corresponde ao valor da variável dual da restrição (5.23) no Modelo 6, ao valor da variável dual da restrição (5.45) no Modelo 7 ou no caso do Modelo 10 ao valor da variável dual da restrição (6.51).

7.5.5 Preços Marginais Nodais Associados ao Modelo 11

O cálculo dos preços marginais nodais associados ao último modelo proposto nesta Tese apresentado no Capítulo 6, modelo do tipo difuso simétrico, segue o mesmo princípio exposto nas subsecções precedentes. Neste caso, os preços marginais nodais são obtidos utilizando expressões que envolvem variáveis duais de diversas restrições. O custo de operação do sistema corresponde, neste Modelo 11, à expressão (6.51) – apresentada no

Modelo 10 – sendo aqui designada por *CO*. Obtêm-se, assim, os preços marginais nodais de potência activa associados quer aos agentes do *Pool*, expressão (7.9), quer aos agentes dos contratos bilaterais físicos através da expressão (7.10).

$$\rho_i^{\Delta P_i-OM} = \frac{\partial FO}{\partial \Delta P_{c_i}} \cdot \frac{1}{\frac{\partial FO}{\partial CO}} = \left(\xi_i^{\Delta P_i} + \xi^{Eq^{ajtOM}} \right) \cdot \frac{1}{\xi^{CO}} \quad (7.9)$$

$$\rho_i^{\Delta P_i-CB} = \frac{\partial FO}{\partial \Delta P_{c_i}} \cdot \frac{1}{\frac{\partial FO}{\partial CO}} = \left(\xi_i^{\Delta P_i} + \xi^{Eq^{ajtCB}} \right) \cdot \frac{1}{\xi^{CO}} \quad (7.10)$$

Os preços marginais nodais de potência reactiva são determinados pela expressão (7.11).

$$\rho_i^{\Delta Q_i} = \frac{\partial FO}{\partial \Delta Q_{c_i}} \cdot \frac{\partial CO}{\partial FO} = \xi_i^{\Delta Q_i} \cdot \frac{1}{\xi^{CO}} \quad (7.11)$$

Nestas expressões:

- $\xi_i^{\Delta P_i}$ e $\xi_i^{\Delta Q_i}$ representam as variáveis duais das restrições de igualdade das potências activa e reactiva injectadas no nó *i* do sistema, respectivamente;
- $\xi^{Eq^{ajtOM}}$ representa a variável dual da restrição de igualdade que impõe o equilíbrio de ajustes de potência activa relativa aos ajustes das potências despachadas pelo Operador de Mercado;
- $\xi^{Eq^{ajtCB}}$ é a variável dual da restrição de igualdade impondo o equilíbrio de ajustes de potência activa relativa aos ajustes das potências activas associadas a contratos bilaterais físicos;
- finalmente, ξ^{CO} corresponde à variável dual da restrição referente ao custo de operação do sistema. Esta restrição corresponde à expressão (6.51) do Modelo 11.

8 Exemplo de Aplicação Utilizando a Rede Teste de 24 Nós do IEEE

Os modelos apresentados nos Capítulos 4, 5 e 6 foram submetidos a vários testes utilizando diversas redes teste. Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos utilizando a rede teste de 24 nós do IEEE, cujos dados são fornecidos no Anexo B.

As simulações apresentadas neste capítulo foram realizadas num computador portátil *INMOVE* com as seguintes características: CPU Pentium M a 2,13 GHz e com 2,00 GB de RAM.

8.1 Dados do Problema

A rede teste de 24 nós do IEEE apresentada na Figura 8.1 é constituída por 33 ramos e 5 transformadores. Adicionalmente, são considerados produtores ligados em 10 nós e cargas ligadas em 17 nós do sistema. Os dados deste sistema utilizados nas simulações efectuadas, relativos aos geradores, às cargas, aos ramos, aos transformadores, aos compensadores síncronos e às baterias de condensadores e de indutâncias encontram-se disponíveis no Anexo B.

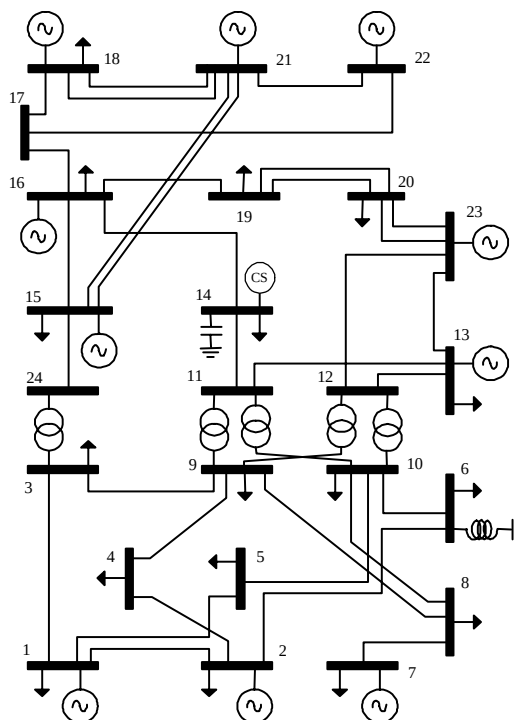


Figura 8.1 – Rede teste de 24 nós do IEEE.

Nos estudos realizados que se apresentam em seguida foram ainda considerados os seguintes parâmetros:

- limites do módulo das tensões: $V^{\min} = 0,94$ pu e $V^{\max} = 1,06$ pu;
- $S_{base} = 100$ MVA;
- nó 21 como referência das fases.

8.2 Resultados do OM

O programa base determinado pelo Operador de Mercado (OM), apresentado na Tabela 8.1, foi obtido utilizando o modelo (4.1) a (4.4), apresentado no Capítulo 4, considerando as ofertas de venda e de compra de energia eléctrica dos vários agentes apresentadas nas Tabelas B.1 e B.3 do Anexo B. Neste programa base encontram-se os valores de potência activa dos agentes vendedores, Pg_i , e compradores, Pc_i , despachados pelo Operador de Mercado e identificados através do nó ao qual estão ligados ao sistema. As ofertas de venda do gerador ligado ao nó 2 e as ofertas de compra das cargas ligadas aos nós 4, 8 e 19 foram rejeitadas pelo que a Tabela 8.1 apresenta um valor nulo de potência activa nas posições correspondentes.

Tabela 8.1 – Programa base determinado pelo Operador de Mercado para um período de comercialização utilizando a rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	Pg_i (MW)	Pc_i (MW)	nó i	Pg_i (MW)	Pc_i (MW)
1	94,00	108,00	13	460,00	265,00
2	0	97,00	14	-	194,00
3	-	180,00	15	205,00	317,00
4	-	0	16	155,00	100,00
5	-	71,00	18	250,00	333,00
6	-	136,00	19	-	0
7	285,00	125,00	20	-	128,00
8	-	0	21	300,00	-
9	-	175,00	22	205,00	-
10	-	195,00	23	470,00	-

O preço de mercado e a potência activa total transaccionada no mercado diário correspondem a 36,0 €/MW.h e 2424,0 MW, respectivamente. A Figura 8.2 apresenta as curvas agregadas das ofertas de venda e de compra de energia eléctrica. O preço de mercado foi determinado pela oferta de venda de energia eléctrica do gerador ligado ao nó

15 apresentando um preço marginal de 36,0 €/MW.h correspondente ao preço do terceiro bloco da sua oferta.

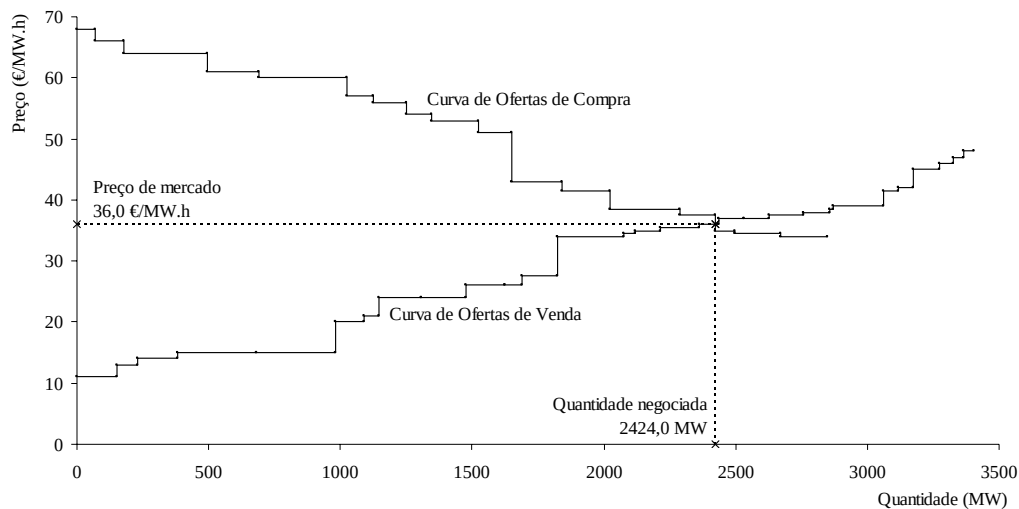


Figura 8.2 – Curvas agregadas das ofertas de compra e de venda de energia eléctrica e determinação do preço e da quantidade negociada (rede teste de 24 nós do IEEE).

O valor correspondente à função de Bem-estar Social considerada neste modelo é de 73776,0 €/h. Este valor corresponde à área delimitada pela intersecção das duas curvas de ofertas apresentada na Figura 8.2.

8.3 Resultados do OS utilizando os Modelos 1 a 7

Nesta secção apresentam-se os resultados obtidos para esta rede teste através dos Modelos 1 a 7 propostos para o Operador de Sistema (OS) realizar de modo integrado o despacho final do sistema. Tal como foi detalhado em capítulos anteriores, o despacho final determinado pelo OS permite atribuir alguns serviços auxiliares, nomeadamente ao nível da alocação das perdas activas e do suporte de potência reactiva/controlo de tensão, pelos vários agentes produtores bem como resolver violações de restrições técnicas que eventualmente possam resultar do programa base determinado pelo OM. A utilização dos modelos propostos apresenta a vantagem de estes estudos se basearem em problemas de optimização que consideram de forma acoplada as potências activa e reactiva contribuindo assim para conferir maior realismo aos resultados obtidos. Para além deste aspecto, pretendeu-se também obter preços marginais nodais nomeadamente para a potência reactiva, assinalando-se em todo o caso que o cálculo de preços marginais de potência activa se encontra mais vulgarizado.

As simulações efectuadas com esta rede teste incidiram sobre duas situações distintas:

- na primeira, referida por **Caso Base**, pretende-se determinar o despacho final admitindo que não são alterados os valores de potência activa relativos ao despacho inicial realizado pelo OM e ao programa inicial de injeções associado aos contratos bilaterais físicos;
- na segunda, designada por **Caso Cong**, pretende-se determinar o despacho final considerando agora que o programa base obtido pelo OM não é viável do ponto de vista técnico na medida em que pelo menos um limite técnico é violado. Nestas condições, torna-se necessário alterar a potência activa dos agentes envolvidos no mercado de forma a obter um programa viável (despacho final).

Como foi referido ao longo dos capítulos anteriores, os modelos do Operador de Sistema desenvolvidos têm como ponto de partida o programa base determinado pelo OM. Em seguida, o OS utiliza as ofertas de ajuste dos agentes envolvidos (produtores e consumidores), o diagrama de capacidade aproximado dos geradores e as características da rede apresentadas nas Tabelas B.2 a B.10 do Anexo B.

O método de resolução adoptado no Modelo 1 corresponde ao método SQP, enquanto que para os Modelos 2 a 7 se adoptou o método SLP, de acordo com o referido nas Secções 7.2 e 7.3 do Capítulo 7.

8.3.1 Modelo 1

O primeiro modelo desenvolvido e implementado computacionalmente para o OS determinar o despacho final para a operação do sistema consiste, como já foi referido, num problema de optimização não linear integrando as equações AC do problema de trânsito de potências.

A. Caso Base

Neste primeiro caso de aplicação do Modelo 1, o despacho final realizado pelo OS mostra que o programa base inicial não sofre qualquer alteração uma vez que não origina a violação de limites técnicos do sistema.

Os valores do módulo e da fase das tensões obtidos no despacho final são apresentados na Tabela 8.2. Os limites de tensão neste caso não apresentam qualquer impedimento em

termos de viabilização do programa base. Os valores obtidos para as tensões no sistema mostram que os nós com valores de tensão mais baixa se situam próximo de 1 pu sendo o limite mínimo de 0,94 pu. Por outro lado, existem nós com capacidade de controlo de tensão/suporte de potência reactiva que apresentam valores de tensão no limite máximo (1,06 pu).

Tabela 8.2 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 1 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,981	-20,450	13	1,028	-5,610
2	0,978	-20,840	14	1,021	-8,640
3	0,983	-16,540	15	1,049	-3,360
4	0,991	-17,160	16	1,049	-3,330
5	0,997	-20,380	17	1,056	-1,330
6	1,060	-21,830	18	1,058	-0,920
7	1,060	-3,440	19	1,050	-2,500
8	1,040	-8,550	20	1,049	-1,780
9	1,001	-14,180	21	1,060	0,000
10	1,043	-17,000	22	1,060	3,840
11	1,019	-10,130	23	1,051	-0,670
12	1,022	-8,960	24	1,012	-8,100

O despacho final determinado pelo OS é apresentado na Tabela 8.3, permitindo identificar os recursos alocados aos vários agentes. Assim, verifica-se que os geradores ligados aos nós 1 e 15 apresentam um ajuste, ΔP_{g_i} , de 26,77 MW e de 10,00 MW, respectivamente, compensando as perdas activas de 36,77 MW verificadas no sistema. Estes mesmos geradores, são despachados pelo OS, $P_{g_i}^F$, com 120,77 MW e 215,00 MW, respectivamente, correspondendo assim às somas dos valores iniciais de potência activa obtidas pelo OM (94,00 MW e 205,00 MW) com estes ajustes determinados pelo Operador de Sistema. Os restantes geradores mantêm as suas produções de potência activa inalteradas. Assinala-se, ainda, que a potência das cargas não sofre qualquer variação em relação ao despacho do OM.

A potência reactiva alocada a cada um dos geradores corresponde às necessidades do sistema em termos de suporte de potência reactiva e de controlo de tensão de modo que o custo das perdas resulte mínimo. Este despacho de potência reactiva dos geradores tem em conta os valores considerados para as admitâncias *shunt* dos ramos da rede, de modo que a soma das potências reactivas injectadas nos nós do sistema igualem a soma das potências reactivas absorvidas pelas cargas e pelas reactâncias das linhas. A admitância *shunt* do

ramo ligado entre os nós 6 e 10 apresenta um valor elevado correspondendo a uma injeção de potência reactiva considerável nestes nós. Esta situação origina que o valor do módulo de tensão no nó 6 coincida com o seu limite máximo, 1,06 pu. Nestas condições, os geradores ligados aos nós 1 e 2, com capacidade de controlo de tensão, absorvem da rede potência reactiva no valor de 7,00 Mvar e 50,00 Mvar.

Tabela 8.3 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 1 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	ΔP_{g_i} (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	ΔP_{c_i} (MW)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)
1	26,77	120,77	-7,00	0	108,00	21,93
2	0	0	-50,00	0	97,00	19,70
3	-	-	-	0	180,00	36,55
4	-	-	-	0	0	0
5	-	-	-	0	71,00	14,42
6	-	-	-	0	136,00	27,62
7	0	285,00	25,02	0	125,00	25,38
8	-	-	-	0	0	0
9	-	-	-	0	175,00	35,54
10	-	-	-	0	195,00	39,60
11	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-
13	0	460,00	30,89	0	265,00	53,81
14	-	-	-	0	194,00	39,39
15	10,00	215,00	90,00	0	317,00	64,37
16	0	155,00	70,00	0	100,00	20,31
17	-	-	-	-	-	-
18	0	250,00	67,78	0	333,00	67,62
19	-	-	-	0	0	0
20	-	-	-	0	128,00	25,99
21	0	300,00	15,24	-	-	-
22	0	205,00	-34,69	-	-	-
23	0	470,00	15,05	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-

A Tabela 8.4 apresenta os valores dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva, $\rho_i(P)$ e $\rho_i(Q)$, respectivamente. Em relação aos primeiros nota-se que o preço marginal no nó 1 coincide com o preço de ajuste do gerador ligado a este nó (110,0 €/MW.h) indicando que uma variação de 1 MW da carga ligada ao nó 1 é directamente compensada neste mesmo nó. O preço marginal no nó 2 é ligeiramente superior ao do nó 1 dado que um aumento da carga no nó 2 é compensado pelo gerador ligado ao nó 1 a que acresce o impacto na potência activa de perdas. Isto significa que o aumento da potência activa da carga no nó 2 origina um aumento da potência activa de perdas. Em relação aos restantes nós, os preços marginais são inferiores ao do nó 1. Por exemplo, o aumento da

potência activa da carga no nó 15 é compensado por um aumento da produção no nó 1 cujo preço de ajuste é, como foi referido, de 110,0 €/MW.h. O valor mais reduzido obtido para o nó 15 explica-se pelo facto de que o aumento da carga no nó 15 contribui para diminuir a potência de perdas. Com efeito, o despacho do OM (Tabela 8.1) origina uma situação bastante assimétrica do ponto de vista de produção/carga existindo excesso de potência de carga nos nós 1 a 10. Assim, o aumento da produção no nó 1 contribui para obter uma situação mais equilibrada a que está associado um menor valor da potência activa de perdas. A este respeito e tendo em conta esta situação de funcionamento do sistema, foi executado de novo o Modelo 1 considerando agora que a potência de carga no nó 15 passara de 317,00 MW para 318,00 MW. O novo MW é compensado no nó 1, dado esta ser a forma mais económica de o produzir, e a potência activa de perdas diminui de 36,77 MW para 36,70 MW, confirmando-se assim a justificação apresentada.

Tabela 8.4 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 1 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	110,000	0,023	13	101,333	0,010
2	110,377	-0,031	14	103,370	0,317
3	105,396	1,360	15	100,410	0,175
4	106,529	0,185	16	100,271	0,090
5	109,552	-0,622	17	99,079	0,018
6	108,650	-7,250	18	98,847	-0,004
7	89,810	-0,001	19	99,686	0,038
8	95,839	0,180	20	99,189	0,055
9	103,446	0,236	21	98,305	-0,004
10	104,743	-2,302	22	95,998	0,000
11	103,957	-0,215	23	98,477	0,006
12	103,417	-0,277	24	104,139	1,309

Assinala-se a finalizar que os preços de ajuste nos nós 15 e 22 são inferiores ao preço de ajuste no nó 1. No entanto, estas ofertas de ajuste não são utilizadas para compensar o aumento de carga no nó 15 porque:

- o gerador ligado ao nó 15 encontra-se já a produzir o valor máximo de potência activa (215,00 MW);
- o preço marginal obtido para o nó 22, compensando-se as variações de carga por ajuste de produção no nó 1, é de 95,998 €/MW.h. Ora, este valor é inferior à oferta de ajuste do gerador ligado ao próprio nó 22, 103,00 €/MW.h. Assim, conclui-se que

uma variação da carga no nó 22 é compensada de forma mais económica por ajuste da produção no nó 1.

Os preços marginais nodais de potência reactiva, $\rho_i(Q)$, têm a mesma interpretação que o referido para os de potência activa, mas admitindo agora a variação de potência reactiva da carga em cada um dos nós e o correspondente impacto no valor da função objectivo. O impacto que esta variação de carga reactiva tem na função objectivo está essencialmente relacionado com as perdas activas do sistema. Assim, se o aumento de Q_{c_i} em uma unidade determinar uma variação das perdas activas no sistema então o preço marginal no nó i reflecte a variação do custo das perdas devido ao aumento unitário de Q_{c_i} . Para diferentes nós, a variação do custo das perdas activas no sistema pode ser positiva ou negativa correspondendo, assim, a um aumento ou a uma diminuição das perdas activas no sistema. Nestas condições, na Tabela 8.4 observam-se valores positivos e negativos de $\rho_i(Q)$ que representam o impacto que um aumento de potência reactiva da carga em cada um dos nós tem no valor da função objectivo. O preço marginal de potência reactiva no nó 6 apresenta um valor absoluto consideravelmente superior ao dos restantes nós do sistema reflectindo o facto de neste nó o valor da tensão coincidir com o limite máximo, 1,06 pu. Recorde-se que o valor da admitância *shunt* do ramo 6-10 é elevado pelo que existe a injeção de potência reactiva nos nós 6 e 10 afectando consideravelmente os seus níveis de tensão. Deste modo, um aumento da potência reactiva da carga no nó 6 revela-se benéfico para o controlo de tensão neste nó diminuindo ligeiramente o valor da função objectivo pela diminuição das perdas activas. Em relação ao nó 10, verifica-se uma situação análoga, mas de menor amplitude, dado o impacto ser inferior ao referido para o nó 6 na medida em que o valor da tensão no nó 10 não se encontra no seu limite.

Por outro lado, assinala-se que o preço marginal da potência reactiva no nó 22 é 0,000 €/Mvar.h. Isto significa que um aumento da potência reactiva da carga no nó 22 é directamente compensado pelo gerador ligado ao nó 22 visto que o ponto de funcionamento deste gerador se encontra estritamente no interior da área delimitada pelo respectivo diagrama de capacidade, tal como se pode verificar pela Figura 8.3. Assim, este gerador pode compensar o aumento de carga reactiva no mesmo nó em que se encontra ligado (nó 22), sem provocar qualquer impacto na potência activa de perdas.

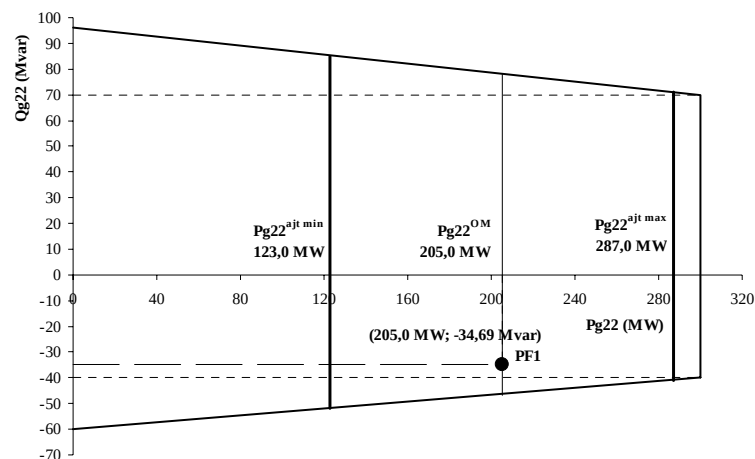


Figura 8.3 – Diagrama de capacidade e respectivo ponto de funcionamento, PF1, do gerador ligado ao nó 22.

Ao contrário, um aumento de carga reactiva no nó 15 provoca um impacto positivo na potência activa de perdas. Com efeito e de acordo com a Figura 8.4, o ponto de funcionamento deste gerador encontra-se sobre o diagrama de capacidade respectivo pelo que este gerador só poderia aumentar a produção de potência reactiva se diminuísse a produção de potência activa, o que acarretaria custos de ajuste. Fica portanto mais económico compensar o aumento da potência reactiva de carga no nó 15 noutra nó do sistema com o consequente impacto na potência activa de perdas.

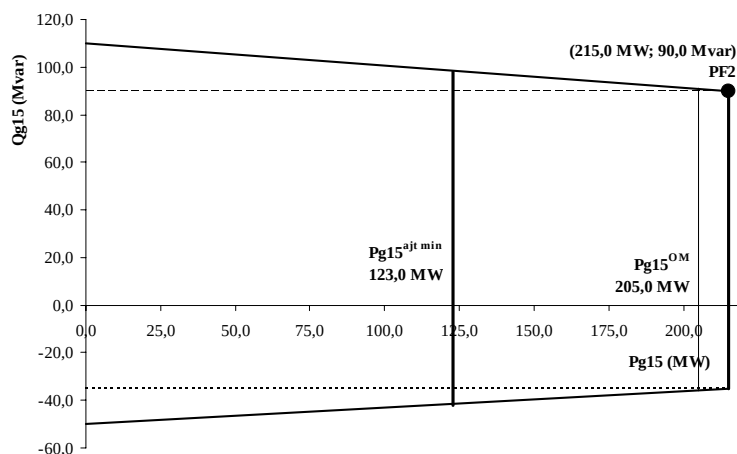


Figura 8.4 – Diagrama de capacidade e respectivo ponto de funcionamento, PF2, do gerador ligado ao nó 15.

O valor da função objectivo obtido é de 5268,22 €, correspondendo ao custo de ajustes de produção nos geradores 1 e 15 para compensar as perdas activas verificadas no sistema bem como ao custo das perdas valorizadas ao preço de mercado.

Os trânsitos de potência aparente nos ramos do sistema encontram-se todos dentro dos seus limites técnicos não se verificando, por isso, qualquer congestionamento. Acrescenta-se

ainda, pela utilidade que tem para o caso simulado em seguida, que o trânsito de potência aparente no ramo 7-8 corresponde a 160,00 MVA sendo o valor limite de 200,0 MVA tal como se refere na Tabela B.7 do Anexo B.

O tempo total de processamento foi de 699,3 segundos a que corresponderam 594 iterações do SQP.

B. Caso Cong

Neste caso, o limite do ramo 7-8 foi reduzido de 200 MVA para 150 MVA, de modo a criar uma situação de congestionamento. Nestas condições, a Tabela 8.5 apresenta os valores obtidos para o módulo e para a fase das tensões do sistema.

Tabela 8.5 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 1 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,980	-20,140	13	1,028	-5,620
2	0,978	-20,560	14	1,021	-8,650
3	0,983	-16,490	15	1,049	-3,360
4	0,991	-17,060	16	1,049	-3,330
5	0,997	-20,230	17	1,056	-1,330
6	1,060	-21,780	18	1,058	-0,920
7	1,060	-4,250	19	1,050	-2,510
8	1,041	-9,030	20	1,049	-1,780
9	1,001	-14,220	21	1,060	0,000
10	1,043	-17,010	22	1,060	3,840
11	1,019	-10,150	23	1,051	-0,680
12	1,021	-8,980	24	1,012	-8,080

Não se verificam variações significativas nos valores das tensões em relação ao caso anterior pelo facto de o sistema estar sob forte influência das admitâncias *shunt* dos ramos da rede. Os nós do sistema 6, 7, 21 e 22 apresentam valores para o módulo da tensão de 1,06 pu, correspondente ao limite máximo especificado.

O despacho final apresentado na Tabela 8.6 mostra não ser necessário efectuar corte de carga revelando, neste caso, que o gerador ligado ao nó 7 sofre um ajuste de -10,00 MW relativamente ao valor inicial obtido no mercado diário, passando de 285,00 MW para 275,00 MW.

Este ajuste negativo bem como a produção da potência activa de perdas (35,43 MW) são compensados pelos geradores ligados aos nós 1 e 15. O gerador ligado ao nó 1 apresenta

um ajuste de 35,43 MW ficando com a produção final de 129,43 MW e o gerador ligado ao nó 15 tem um ajuste 10,00 MW passando a sua produção de 205,00 MW para 215,00 MW.

Tabela 8.6 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 1 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	ΔP_{g_i} (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	ΔP_{c_i} (MW)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)
1	35,43	129,43	-11,23	0	108,00	21,93
2	0	0	-50,00	0	97,00	19,70
3	-	-	-	0	180,00	36,55
4	-	-	-	0	0	0
5	-	-	-	0	71,00	14,42
6	-	-	-	0	136,00	27,62
7	-10,00	275,00	25,32	0	125,00	25,38
8	-	-	-	0	0	0
9	-	-	-	0	175,00	35,54
10	-	-	-	0	195,00	39,60
11	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-
13	0	460,00	29,74	0	265,00	53,81
14	-	-	-	0	194,00	39,39
15	10,00	215,00	90,00	0	317,00	64,37
16	0	155,00	70,00	0	100,00	20,31
17	-	-	-	-	-	-
18	0	250,00	64,76	0	333,00	67,62
19	-	-	-	0	0	0
20	-	-	-	0	128,00	25,99
21	0	300,00	18,01	-	-	-
22	0	205,00	-34,47	-	-	-
23	0	470,00	14,97	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-

Os geradores ligados aos nós 15 e 16 apresentam pontos de funcionamento que se situam sobre o seu diagrama de capacidade com valores de potência activa coincidentes com o seu limite máximo, 215,00 MW e 155,00 MW respectivamente, e valores de potência reactiva coincidentes com o respectivo ponto limite $Q_{g_i}^a$, 90,00 Mvar e 70,00 Mvar respectivamente. A Figura 8.5 apresenta a localização do ponto de funcionamento no diagrama de capacidade destes dois geradores. Assim, estes dois geradores operam num ponto de funcionamento limite que, numa situação de contingência, poderá originar uma situação de perda de oportunidade. Isto é, se ocorrer uma contingência que determine um aumento de potência reactiva de um destes dois geradores, deverá verificar-se uma diminuição de potência activa produzida. Nestas condições, os geradores incorrem em

custos de oportunidade que se pretende evitar através da utilização dos modelos desenvolvidos baseados em ofertas de ajuste.

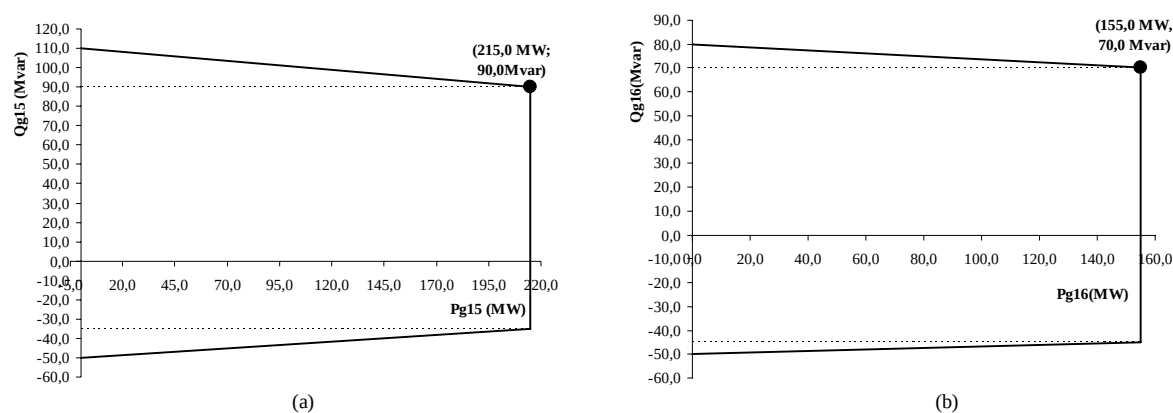


Figura 8.5 – Diagrama de capacidade e respectivo ponto de funcionamento. (a) do gerador ligado ao nó 15 e (b) do gerador ligado ao nó 16.

A Tabela 8.7 apresenta os preços marginais nodais de potência activa e reactiva para esta situação.

Tabela 8.7 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 1 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	110,000	0,005	13	101,728	-0,004
2	110,406	-0,078	14	103,760	0,306
3	105,720	1,353	15	100,778	0,172
4	106,779	0,176	16	100,643	0,088
5	109,741	-0,712	17	99,447	0,024
6	108,835	-7,736	18	99,214	0,006
7	-120,000	0,000	19	100,062	0,033
8	96,863	0,784	20	99,568	0,046
9	103,871	0,294	21	98,670	-0,001
10	105,120	-2,433	22	96,356	0,000
11	104,358	-0,240	23	98,855	-0,004
12	103,819	-0,304	24	104,488	1,303

O preço marginal de potência activa no nó 7 é, neste caso, de -120,000 €/MW.h. Este valor corresponde à redução no valor da função objectivo se a potência activa da carga ligada ao nó 7 aumentar de uma unidade. Para melhor compreender o valor obtido, admitamos que ocorreu um aumento de 1 MW no valor da carga ligada ao nó 7. Este aumento será compensado pelo aumento de 1 MW no valor de potência activa produzida pelo gerador ligado a este mesmo nó. Como este gerador apresentava no despacho final um ajuste de -10,00 MW e considerando agora esta compensação (aumento de 1 MW da carga ligada ao

nó 7), conclui-se que o valor do ajuste passaria a ser de $-9,00$ MW. Assim, o valor do ajuste diminuiria de 1 MW e o seu custo seria diminuído em 120 €. Isto significa que o impacto na função objectivo do problema corresponde a -120 € determinando assim o valor de $-120,00$ €/MW.h para o preço marginal de potência activa no nó 7.

De forma análoga em relação ao caso anterior, o preço marginal de potência reactiva nos nós 6 e 10 mantém-se, em módulo, consideravelmente superior ao verificado nos restantes nós do sistema.

Assinala-se ainda que o valor obtido para a função objectivo é de $7373,52$ € e que o trânsito de potência aparente no ramo 7-8 é de $150,00$ MVA, correspondente ao limite térmico considerado nesta simulação. Finalmente, a solução do problema foi obtida ao fim de 587 iterações, envolvendo um tempo de cálculo de $649,2$ segundos.

8.3.2 Modelo 2

Esta subsecção apresenta resultados relativos à aplicação do Modelo 2 aos mesmos casos considerados na subsecção anterior. O Modelo 2 corresponde a um modelo de optimização linearizado em torno de um ponto de funcionamento obtido pelo trânsito de potências AC (*Newton-Raphson*) cujo algoritmo de solução foi apresentado no Capítulo 7 e se baseia em *Sequential Linear Programming*, SLP.

A. Caso Base

O valor da função objectivo obtido com este modelo é de $5268,26$ € correspondendo a uma diferença de $0,033$ € em comparação com o valor obtido por aplicação do Modelo 1 (modelo não linear). O algoritmo SLP necessitou de 35 iterações para obter a solução do problema despendendo $6,8$ segundos em processamento.

Os resultados obtidos são idênticos aos obtidos pelo Modelo 1 como comprovam as tabelas de resultados apresentadas em seguida. Assim, a Tabela 8.8 apresenta o módulo e fase das tensões obtidos.

Tabela 8.8 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 2 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,981	-20,460	13	1,027	-5,600
2	0,979	-20,840	14	1,021	-8,640
3	0,983	-16,550	15	1,049	-3,360
4	0,991	-17,170	16	1,049	-3,330
5	0,997	-20,380	17	1,056	-1,330
6	1,060	-21,840	18	1,058	-0,920
7	1,060	-3,440	19	1,050	-2,500
8	1,040	-8,550	20	1,049	-1,780
9	1,001	-14,180	21	1,060	0,000
10	1,042	-17,000	22	1,060	3,840
11	1,018	-10,130	23	1,051	-0,670
12	1,021	-8,960	24	1,012	-8,100

O despacho final obtido através deste modelo, apresentado na Tabela 8.9, mostra que a potência activa dos geradores é igual aos valores obtidos pelo Modelo 1, e que apenas se verificam ligeiras diferenças ao nível da alocação de potência reactiva pelos geradores do sistema.

Tabela 8.9 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 2 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	ΔPg_i (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	ΔPc_i (MW)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
1	26,77	120,77	-6,35	0	108,00	21,93
2	0	0	-50,00	0	97,00	19,70
3	-	-	-	0	180,00	36,55
4	-	-	-	0	0	0
5	-	-	-	0	71,00	14,42
6	-	-	-	0	136,00	27,62
7	0	285,00	25,09	0	125,00	25,38
8	-	-	-	0	0	0
9	-	-	-	0	175,00	35,54
10	-	-	-	0	195,00	39,60
11	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-
13	0	460,00	28,89	0	265,00	53,81
14	-	-	-	0	194,00	39,39
15	10,00	215,00	90,00	0	317,00	64,37
16	0	155,00	70,00	0	100,00	20,31
17	-	-	-	-	-	-
18	0	250,00	65,79	0	333,00	67,62
19	-	-	-	0	0	0
20	-	-	-	0	128,00	25,99
21	0	300,00	17,02	-	-	-
22	0	205,00	-34,56	-	-	-
23	0	470,00	16,50	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-

A soma das contribuições de potência activa dos geradores para compensar as perdas activas do sistema é de 36,77 MW, valor este que também corresponde ao valor de perdas activas do sistema obtido através do trânsito de potência AC inserido no algoritmo SLP.

Os preços marginais nodais apresentados na Tabela 8.10 revelam também uma boa aproximação em relação aos valores obtidos com o Modelo 1, como se pode comprovar através dos resultados obtidos apresentados nas respectivas tabelas.

Tabela 8.10 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 2 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	110,000	0,000	13	101,324	0,000
2	110,376	-0,052	14	103,364	0,314
3	105,385	1,356	15	100,404	0,178
4	106,526	0,176	16	100,264	0,094
5	109,548	-0,632	17	99,072	0,023
6	108,641	-7,267	18	98,840	0,000
7	89,804	0,000	19	99,680	0,038
8	95,832	0,182	20	99,183	0,050
9	103,439	0,236	21	98,299	0,000
10	104,737	-2,300	22	95,991	0,000
11	103,950	-0,221	23	98,471	0,000
12	103,410	-0,284	24	104,131	1,307

Finalmente, o trânsito de potência aparente no ramo 7-8 corresponde a 160,08 MVA sendo que o trânsito de potência reactiva neste ramo é praticamente nulo.

B. Caso Cong

Neste caso, e do mesmo modo que no Modelo 1, o limite do ramo 7-8 foi reduzido para 150 MVA. O valor da função objectivo corresponde agora a 7389,707 €. Comparando este valor com o valor obtido pelo Modelo 1, para o mesmo caso, verifica-se uma diferença de 16,19 € que se deve ao facto de o trânsito de potência aparente no ramo 7-8 obtido no caso base através deste modelo ser de 160,08 MVA o que implica que o gerador ligado ao nó 7 terá de diminuir a sua produção em 10,08 MW. Esta redução é compensada por um aumento do mesmo valor de outro gerador. No Modelo 1 este ajuste era de 10,00 MW pelo que a diferença de 0,08 MW no valor deste ajuste explica a diferença 16,19 € nos valores da função objectivo.

O tempo de cálculo foi de 8,2 segundos e foram realizadas 36 iterações.

Na Tabela 8.11 apresentam-se os valores obtidos para o módulo e a fase das tensões. Em termos de módulo das tensões não são notadas diferenças relativamente ao Modelo 1 enquanto que em termos da fase das tensões existem diferenças marginais. Estas diferenças no valor da fase das tensões são responsáveis pela diferença de 0,08 MVA verificada no trânsito de potência aparente no ramo 7-8 e que se irá reflectir, em seguida, no valor do ajuste de potência activa dos geradores do sistema.

Tabela 8.11 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 2 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,980	-20,150	13	1,027	-5,610
2	0,978	-20,570	14	1,021	-8,650
3	0,983	-16,490	15	1,049	-3,360
4	0,991	-17,070	16	1,049	-3,330
5	0,997	-20,240	17	1,056	-1,330
6	1,060	-21,790	18	1,058	-0,930
7	1,060	-4,260	19	1,050	-2,500
8	1,041	-9,040	20	1,048	-1,780
9	1,001	-14,220	21	1,060	0,000
10	1,043	-17,020	22	1,060	3,840
11	1,018	-10,150	23	1,051	-0,670
12	1,021	-8,980	24	1,012	-8,080

A Tabela 8.12 apresenta o despacho final obtido pelo Operador de Sistema através da utilização do Modelo 2. O despacho final mostra que não se verifica qualquer corte de carga, ocorrendo apenas ajustes de potência activa nos geradores ligados aos nós 1, 7 e 15 para contribuírem para compensarem as perdas activas do sistema e para permitir ultrapassar o congestionamento no ramo 7-8. Surgem, ainda, duas ligeiras diferenças relativamente ao Modelo 1, nomeadamente o ajuste de -10,08 MW na produção do gerador ligado ao nó 7 e o ajuste de 35,50 MW alocado ao gerador ligado no nó 1. O despacho de potência reactiva apresenta ligeiras diferenças em alguns dos geradores do sistema em relação ao obtido pelo Modelo 1.

O valor da potência activa de perdas do sistema é de 35,42 MW e a soma das contribuições dos geradores para compensar as perdas activas do sistema é também de 35,42 MW.

Tabela 8.12 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 2 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	ΔP_{g_i} (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	ΔP_{c_i} (MW)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)
1	35,50	129,50	-10,28	0	108,00	21,93
2	0	0	-50,00	0	97,00	19,70
3	-	-	-	0	180,00	36,55
4	-	-	-	0	0	0
5	-	-	-	0	71,00	14,42
6	-	-	-	0	136,00	27,62
7	-10,08	274,92	25,47	0	125,00	25,38
8	-	-	-	0	0	0
9	-	-	-	0	175,00	35,54
10	-	-	-	0	195,00	39,60
11	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-
13	0	460,00	27,79	0	265,00	53,81
14	-	-	-	0	194,00	39,39
15	10,00	215,00	90,00	0	317,00	64,37
16	0	155,00	70,00	0	100,00	20,31
17	-	-	-	-	-	-
18	0	250,00	71,32	0	333,00	67,62
19	-	-	-	0	0	0
20	-	-	-	0	128,00	25,99
21	0	300,00	13,10	-	-	-
22	0	205,00	-34,83	-	-	-
23	0	470,00	14,64	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-

Os preços marginais nodais de potência activa e de potência reactiva obtidos são apresentados na Tabela 8.13. Mais uma vez se verifica que os resultados obtidos pelo Modelo 2 utilizando SLP são muito idênticos aos obtidos através do Modelo 1.

Tabela 8.13 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 2 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	110,000	0,000	13	101,723	0,000
2	110,408	-0,070	14	103,755	0,287
3	105,705	1,296	15	100,779	0,167
4	106,764	0,108	16	100,643	0,083
5	109,735	-0,715	17	99,449	0,019
6	108,902	-7,497	18	99,217	0,000
7	-120,000	0,000	19	100,061	0,032
8	96,772	0,048	20	99,566	0,048
9	103,847	0,165	21	98,672	0,000
10	105,109	-2,438	22	96,358	0,000
11	104,350	-0,270	23	98,852	0,000
12	103,812	-0,334	24	104,484	1,276

Finalmente, o trânsito de potência aparente no ramo 7-8 corresponde agora a 150,00 MVA verificando-se novamente que a componente reactiva é desprezável.

8.3.3 Modelo 3

Nos Modelos 1 e 2 utilizados anteriormente os valores das variáveis de ajuste de potência activa são determinados pela contribuição para compensar perdas e pelo ajuste necessário para ultrapassar a violação de restrições técnicas. Em geral, a junção destes dois aspectos na mesma variável não permite distinguir para o mesmo gerador qual a sua contribuição para compensar perdas e qual o ajuste decorrente da violação de restrições técnicas. Assinala-se, no entanto, que foi possível realizar esta distinção em alguns casos anteriores dado que não havia qualquer ajuste devido à violação de restrições técnicas, tal como sucedia nas situações sem congestionamento.

Trata-se, no entanto, de situações particulares. Assim, o Modelo 3 corresponde a uma evolução do Modelo 2 na medida em que a variável de ajuste de potência activa de cada gerador é aqui decomposta em duas variáveis distintas. Uma delas está associada à potência activa para compensar as perdas activas do sistema e a outra à potência activa de ajuste destinada a alterar o valor de potência activa inicial determinado pelo Operador de Mercado no programa base inicial. Deste modo, obtêm-se separadamente os valores de potência activa para cada gerador relativamente à parcela de perdas, por um lado, e de ajuste, por outro.

A. Caso Base

Na Tabela 8.14 apresentam-se os resultados obtidos para o módulo e para a fase das tensões. Neste caso, verifica-se que os valores obtidos para o módulo das tensões estão, de um modo geral, mais próximos de 1 pu do que os obtidos pelos Modelos 1 e 2. Por outro lado, os valores obtidos para a fase das tensões apresentam-se aqui, também de um modo geral, mais afastados do valor de referência de 0 graus do nó 21, comparativamente com os que se obtiveram com os Modelos 1 e 2. Estas diferenças eram já esperadas uma vez que o Modelo 3 é diferente dos modelos anteriores, nomeadamente, em relação ao Modelo 2 quer ao nível da função objectivo quer ao nível das restrições do problema.

Tabela 8.14 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 3 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	1,000	-21,040	13	1,003	-5,670
2	0,999	-21,170	14	0,999	-8,950
3	0,973	-17,010	15	1,025	-3,530
4	0,994	-17,560	16	1,025	-3,450
5	1,003	-20,860	17	1,032	-1,370
6	1,059	-22,210	18	1,032	-0,940
7	1,060	-3,820	19	1,021	-2,500
8	1,036	-8,890	20	1,016	-1,660
9	0,989	-14,530	21	1,037	0,000
10	1,034	-17,360	22	1,047	3,910
11	1,000	-10,430	23	1,016	-0,440
12	1,001	-9,180	24	0,993	-8,440

O despacho final obtido é apresentado na Tabela 8.15, verificando-se neste caso que as perdas do sistema são totalmente compensadas pelo gerador ligado ao nó 2, no valor de 36,80 MW. Este valor corresponde também ao valor final de potência activa produzida pelo gerador ligado ao nó 2. Esta situação é substancialmente diferente da obtida para os Modelos 1 e 2 em que a compensação das perdas activas era feita pelos geradores ligados aos nós 1 e 15. Esta situação decorre do facto de os ajustes de produção para compensar as perdas activas serem agora afectados pelo preço obtido pelo OM, 36,00 €/MW.h, enquanto que nos Modelos 1 e 2 as variáveis de ajuste de potência produzida eram genericamente afectadas pelos preços contidos nas propostas de ajuste de cada gerador. Por outro lado, como não há ajustes de produção ou de carga determinados pela violação de restrições técnicas, verifica-se que a única parcela não nula da função objectivo corresponde, na verdade, ao custo das perdas activas. Uma vez que as variáveis de ajuste por perdas são afectadas pelo mesmo preço, preço determinado pelo OM, conclui-se que, neste caso, este modelo redundou na identificação do ponto de funcionamento que minimiza as perdas activas na rede.

Esta tabela revela ainda que não há qualquer alteração dos valores de potência activa dos geradores e das cargas determinados pelo Operador de Mercado, como se apresenta nas colunas 3 e 6 referentes a ΔPg_i^{ajt} e a ΔPc_i .

Relativamente ao despacho de potência reactiva verificam-se, neste caso, diversas alterações em relação aos valores obtidos com os Modelos 1 e 2. Em alguns geradores verifica-se mesmo uma mudança de sinal, face aos resultados obtidos com os modelos

anteriores, que acompanham as já referidas diferenças nos valores da tensão bem como dos ajustes de potência activa. Estas alterações decorrem nomeadamente de a função objectivo adoptada no Modelo 3 ser, como já foi referido, diferente da associada aos Modelos 1 e 2. Por exemplo, o gerador ligado ao nó 15 encontra-se, neste caso, num ponto de funcionamento limite de acordo com o seu diagrama de capacidade aproximado. Este ponto é no entanto diferente do que se obteve com os Modelos 1 e 2, conforme representado na Figura 8.4 referida em 8.3.1.A.

Tabela 8.15 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 3 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	ΔPc_i (MW)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
1	0	0	94,00	18,23	0	108,00	21,93
2	36,80	0	36,80	-26,31	0	97,00	19,70
3	-	-	-	-	0	180,00	36,55
4	-	-	-	-	0	0	0
5	-	-	-	-	0	71,00	14,42
6	-	-	-	-	0	136,00	27,62
7	0	0	285,00	32,13	0	125,00	25,38
8	-	-	-	-	0	0	0
9	-	-	-	-	0	175,00	35,54
10	-	-	-	-	0	195,00	39,60
11	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-
13	0	0	460,00	23,77	0	265,00	53,81
14	-	-	-	-	0	194,00	39,39
15	0	0	205,00	90,93	0	317,00	64,37
16	0	0	155,00	70,00	0	100,00	20,31
17	-	-	-	-	-	-	-
18	0	0	250,00	41,87	0	333,00	67,62
19	-	-	-	-	0	0	0
20	-	-	-	-	0	128,00	25,99
21	0	0	300,00	21,73	-	-	-
22	0	0	205,00	-8,29	-	-	-
23	0	0	470,00	-28,72	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-

A Tabela 8.16 apresenta os preços marginais nodais obtidos para a potência activa e reactiva. Comparando estes valores com os obtidos nos Modelos 1 e 2, verifica-se que os valores que se apresentam nesta tabela para os preços marginais nodais de potência activa correspondem a valores genericamente inferiores aos apresentados anteriormente para o mesmo Caso Base. A explicação deste facto reside na decomposição da variável de ajuste de potência activa, referida no início desta subsecção, e na respectiva afectação de preços a cada uma delas. As variáveis de ajuste dos geradores associadas às perdas activas são

afectadas pelo preço de mercado determinado pelo OM enquanto que as variáveis associadas aos ajustes de potência activa face aos valores iniciais estão afectadas pelos preços de ajuste pretendidos pelos respectivos geradores. Deste modo, e ao contrário do que acontece com os Modelos 1 e 2, o gerador ou os geradores que melhor se prestam para contribuir para compensar as perdas activas do sistema poderão não corresponder ao gerador ou geradores que melhor se apresentam para ajustar a sua produção de potência activa no sentido de compensar um aumento de carga no nó i do sistema. De facto, neste caso verifica-se que o gerador ligado ao nó 2 sofre um ajuste de potência activa para compensar as perdas activas do sistema mas não corresponde ao gerador que determina na íntegra o preço marginal de potência activa nem neste nó nem nos restantes. Contudo, é responsável por uma fracção do preço marginal nodal de potência activa verificado no sistema na medida em que estes preços marginais incluem uma componente referente a perdas activas estando, assim, dependentes do seu contributo.

Tabela 8.16 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 3 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	102,474	0,000	13	100,205	0,000
2	102,509	0,000	14	100,761	0,160
3	101,322	0,513	15	100,005	0,060
4	101,581	0,161	16	99,958	0,049
5	102,393	0,080	17	99,653	0,014
6	102,365	-0,905	18	99,593	0,000
7	97,336	0,000	19	99,793	0,026
8	98,853	0,189	20	99,651	0,020
9	100,802	0,263	21	99,458	0,000
10	101,190	-0,107	22	98,881	0,000
11	100,911	0,073	23	99,458	0,000
12	100,765	0,053	24	100,967	0,376

Neste caso, os preços marginais nodais de potência activa reflectem o preço da oferta de ajuste pretendido pelo gerador ligado ao nó 15, 100,00 €/MW.h, uma vez que corresponde à oferta de ajuste de menor valor apresentada pelas entidades produtoras. O preço marginal de potência activa no nó 15, 100,005 €/MW.h, é obtido admitindo um aumento unitário de potência activa da carga ligada ao nó 15. Este aumento deverá ser compensado por um ajuste positivo de igual valor no gerador ligado ao mesmo nó, neste caso concreto, pelo que o valor das perdas activas do sistema não sofre qualquer variação. Assim, o impacto na função objectivo corresponde a 100,00 €/MW.h. Todavia, atendendo ao facto do gerador

ligado ao nó 15 apresentar um ponto de funcionamento que se encontra sobre o limite superior do seu diagrama de capacidade, ponto PF3 da Figura 8.6, verifica-se que o aumento da sua produção de potência activa para acompanhar o aumento unitário da carga ligada ao nó 15 determina uma diminuição na sua produção de potência reactiva. Esta situação origina uma ligeira variação no valor da tensão que se reflectirá no valor das perdas activas do sistema e assim no valor da função objectivo. Por esta razão, o preço marginal de potência activa no nó 15 não corresponde exactamente ao valor de 100,00 €/MW.h mas sim ao valor de 100,005 €/MW.h. Deste modo, o valor 100,005 €/MW.h corresponde ao impacto sentido pela função objectivo causado por um aumento unitário de potência activa e pela correspondente diminuição de potência reactiva no gerador ligado ao nó 15 para compensar o aumento referido de potência activa.

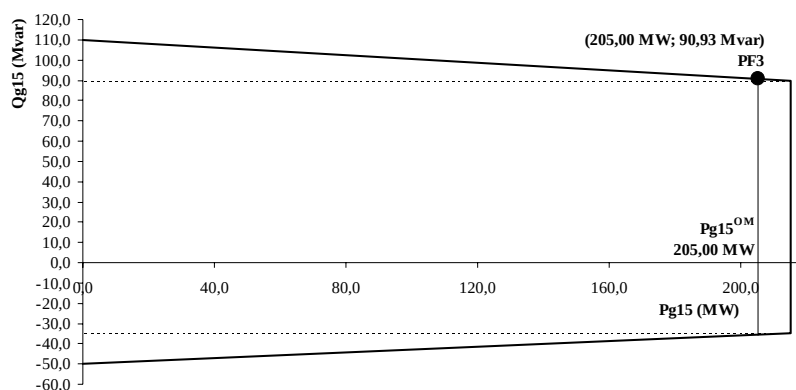


Figura 8.6 – Diagrama de capacidade e ponto de funcionamento, PF3, do gerador ligado ao nó 15.

Os preços marginais de potência reactiva apresentam uma diminuição significativa, resultante do facto de a potência reactiva envolvida na operação do sistema eléctrico apresentar uma influência indirecta no custo de operação através das perdas activas. Estas perdas activas aparecem neste modelo afectadas apenas pelo preço de mercado, isto é, não são directamente afectadas pelos preços das ofertas de ajuste submetidas pelos agentes envolvidos.

O valor final da função objectivo corresponde a 1324,86 € e o trânsito de potência aparente no ramo 7-8 corresponde a 160,28 MVA sendo novamente desprezável a componente de potência reactiva.

Finalmente, o número de iterações realizado pelo SLP foi de 32 e o tempo de processamento correspondeu a 8,4 segundos.

B. Caso Cong

De uma forma análoga ao realizado em relação aos Modelos 1 e 2, o limite de potência aparente no ramo 7-8 foi reduzido de 200,0 MVA para 150,0 MVA.

A Tabela 8.17 apresenta os valores obtidos para o módulo e para a fase das tensões. Neste caso, não são verificados valores do módulo das tensões nos limites especificados, correspondendo ao nó 7 o valor mais elevado, 1,059 pu, e ao nó 2 o menor valor obtido, 0,974 pu.

Tabela 8.17 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 3 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,975	-21,040	13	1,037	-6,350
2	0,974	-21,190	14	1,003	-9,220
3	0,967	-17,230	15	1,017	-3,610
4	0,987	-17,740	16	1,020	-3,600
5	0,992	-21,050	17	1,023	-1,450
6	1,056	-22,500	18	1,023	-0,990
7	1,059	-4,950	19	1,028	-2,850
8	1,038	-9,730	20	1,034	-2,190
9	0,996	-14,920	21	1,025	0,000
10	1,039	-17,730	22	1,030	4,040
11	1,014	-10,810	23	1,040	-1,110
12	1,021	-9,630	24	0,986	-8,570

O despacho final de potência activa e de potência reactiva obtido é apresentado na Tabela 8.18. Não existem cortes de carga verificando-se ajustes de potência activa em diversos geradores. As perdas activas do sistema, no valor de 36,21 MW, são totalmente compensadas pelo gerador ligado ao nó 2, tal como ocorria na situação anterior em que não havia congestionamento.

Relativamente a ajustes de potência activa que impõem alterações ao programa base inicial determinado pelo Operador de Mercado, verifica-se, neste caso, a existência de três geradores envolvidos. O gerador ligado ao nó 7 apresenta um ajuste negativo de 10,11 MW, passando a produzir 274,89 MW. Este ajuste é compensado pelos ajustes positivos de 10,00 MW e de 0,11 MW dos geradores ligados aos nós 15 e 22 que passam a produzir 215,00 MW e 205,11 MW, respectivamente. O ajuste de potência activa do gerador ligado ao nó 22 deve-se ao facto de o gerador ligado ao nó 15 não dispor de capacidade de potência activa suficiente para compensar na globalidade o ajuste negativo do gerador

ligado ao nó 7. Nestas condições, a oferta de ajuste do gerador ligado ao nó 22 corresponde à que, em conjunto com as ofertas dos geradores ligados aos nós 7 e 15, minimiza o valor da função objectivo.

Tabela 8.18 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 3 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	ΔPc_i (MW)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
1	0	0	94,00	-12,26	0	108,00	21,93
2	36,21	0	36,21	-43,47	0	97,00	19,70
3	-	-	-	-	0	180,00	36,55
4	-	-	-	-	0	0	0
5	-	-	-	-	0	71,00	14,42
6	-	-	-	-	0	136,00	27,62
7	0	-10,11	274,89	27,51	0	125,00	25,38
8	-	-	-	-	0	0	0
9	-	-	-	-	0	175,00	35,54
10	-	-	-	-	0	195,00	39,60
11	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-
13	0	0	460,00	107,91	0	265,00	53,81
14	-	-	-	-	0	194,00	39,39
15	0	10,00	215,00	75,12	0	317,00	64,37
16	0	0	155,00	38,88	0	100,00	20,31
17	-	-	-	-	-	-	-
18	0	0	250,00	56,22	0	333,00	67,62
19	-	-	-	-	0	0	0
20	-	-	-	-	0	128,00	25,99
21	0	0	300,00	-9,53	-	-	-
22	0	0,11	205,11	-22,88	-	-	-
23	0	0	470,00	16,15	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-

Em relação ao despacho de potência reactiva, verifica-se que o gerador ligado ao nó 15 apresenta um ponto de funcionamento que se situa sobre o limite do seu diagrama de capacidade aproximado, ponto PF4 da Figura 8.7. Em todo o caso, este gerador apresenta ainda uma determinada reserva de potência reactiva apresentando, deste modo, uma situação de operação que lhe permite aumentar a produção de potência reactiva sem incorrer em qualquer perda de oportunidade.

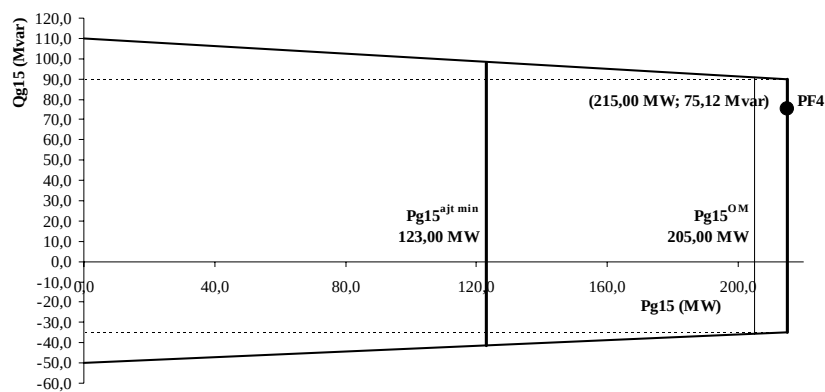


Figura 8.7 – Localização do ponto de funcionamento, PF4, no diagrama de capacidade aproximado do gerador ligado ao nó 15.

Na Tabela 8.19 apresentam-se os preços marginais nodais de potência activa e reactiva.

Tabela 8.19 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 3 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	106,534	0,000	13	104,443	0,000
2	106,577	0,000	14	104,942	0,148
3	105,117	-0,749	15	104,140	0,000
4	105,704	0,117	16	104,120	0,000
5	106,546	0,136	17	103,803	-0,009
6	106,548	-0,907	18	103,741	0,000
7	-120,000	0,000	19	103,982	-0,010
8	103,422	1,928	20	103,867	-0,001
9	104,997	0,190	21	103,596	0,000
10	105,418	0,014	22	103,000	0,000
11	105,114	0,096	23	103,694	0,000
12	104,976	0,105	24	105,011	-0,173

O preço marginal de potência activa negativo obtido para o nó 7 foi explicado quando foram detalhados os resultados obtidos para o Modelo 2 em 8.3.2.B, na situação em que há congestionamento.

Por outro lado, o preço marginal de potência activa obtido para o nó 22, 103,00 €/MW.h, corresponde ao preço da oferta de ajuste do gerador ligado ao nó 22. Este valor corresponde, agora, ao recurso disponível para compensar um aumento de potência activa da carga neste mesmo nó sem ocorrer qualquer variação no valor das perdas activas do sistema. Corresponde também ao recurso disponível mais barato para compensar um aumento de potência activa da carga em cada um dos restantes nós dos sistema, com

excepção do nó 7, considerando também o impacto no valor da função objectivo causado pela respectiva variação das perdas activas do sistema.

O valor da função objectivo corresponde a 3527,53 € e os trânsitos de potência activa e aparente no ramo 7-8 correspondem a 149,97 MW e 150,00 MVA, respectivamente.

Finalmente, a solução do problema foi obtida ao fim de 50 iterações correspondendo ao tempo de cálculo de 7,8 segundos.

8.3.4 Modelo 4

O Modelo 4 corresponde a um problema de despacho integrado que o Operador de Sistema pode utilizar para determinar o programa final considerando mercados de energia eléctrica organizados em torno de sistemas mistos. Para este efeito, e para além do programa base determinado pelo Operador de Mercado, são também considerados os contratos bilaterais físicos realizados pelos agentes envolvidos neste tipo de transacção. Os dados referentes aos contratos bilaterais físicos bem como outros dados referentes aos agentes envolvidos estão disponíveis na Tabela B.4 e na Tabela B.5 do Anexo B.

A potência activa total transaccionada considerada nos estudos de âmbito técnico realizado pelo Operador de Sistema é de 2785,0 MW dos quais 361,0 MW corresponde a contratos bilaterais físicos e 2424,0 MW corresponde à potência despachada pelo OM.

A. Caso Base

O módulo e a fase das tensões do sistema obtidos com este modelo são apresentados na Tabela 8.20. Devido ao aumento de potência activa no sistema obtêm-se valores para a fase das tensões mais elevados em valor absoluto.

A Tabela 8.21 apresenta o despacho final determinado pelo Operador de Sistema. Considerando os valores iniciais de potência activa, quer dos agentes despachados pelo OM quer dos agentes associados aos contratos bilaterais, verifica-se que não ocorrem alterações a esses valores contratados. Verifica-se apenas um ajuste de potência activa referente ao valor de perdas activas do sistema que são totalmente compensadas pelo gerador ligado ao nó 2, no valor de 50,31 MW.

Os geradores despachados pelo OM ligados aos nós 15 e 16 apresentam um ponto de funcionamento que se situa sobre o seu diagrama de capacidade aproximado,

nomeadamente, no ponto de máxima potência activa e máxima potência reactiva admissível, analogamente ao referido em alguns casos anteriores.

Tabela 8.20 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 4 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,986	-26,520	13	1,048	-9,000
2	0,984	-26,550	14	1,025	-10,890
3	0,987	-19,780	15	1,057	-4,320
4	0,989	-22,370	16	1,056	-4,490
5	0,982	-27,500	17	1,059	-1,700
6	1,060	-26,800	18	1,060	-1,020
7	1,060	-6,060	19	1,055	-4,850
8	1,038	-11,890	20	1,055	-4,800
9	1,004	-18,120	21	1,060	0,000
10	1,041	-21,730	22	1,060	4,800
11	1,025	-13,410	23	1,060	-3,830
12	1,029	-12,660	24	1,015	-9,860

Tabela 8.21 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	Entidades associadas ao Pool					Entidades associadas a Contratos Bilaterais			
	ΔPg_i^{perd} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
1	0	94,00	29,15	108,00	21,93	-	-	10,00	2,03
2	50,31	50,31	-43,94	97,00	19,70	-	-	20,00	4,06
3	-	-	-	180,00	36,55	-	-	-	-
4	-	-	-	0	0	-	-	15	4
5	-	-	-	71,00	14,42	-	-	72,00	14,62
6	-	-	-	136,00	27,62	-	-	-	-
7	0	285,00	47,52	125,00	25,38	52,00	-15,67	30,00	7,52
8	-	-	-	0	0	-	-	-	-
9	-	-	-	175,00	35,54	-	-	16,00	3,25
10	-	-	-	195,00	39,60	-	-	16,00	2,28
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	0	460,00	101,31	265,00	53,81	61,00	9,85	45,00	13,13
14	-	-	-	194,00	39,39	-	-	10,00	2,51
15	0	205,00	90,93	317,00	64,37	26,00	63,22	-	-
16	0	155,00	70,00	100,00	20,31	51,00	20,73	10,00	2,03
17	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	0	250,00	76,97	333,00	67,62	60,00	6,59	38,00	9,52
19	-	-	-	0	0	-	-	35	10
20	-	-	-	128,00	25,99	-	-	44,00	8,94
21	0	300,00	-19,06	-	-	59,00	-17,06	-	-
22	0	205,00	-27,59	-	-	52,00	-12,09	-	-
23	0	470,00	26,57	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Do mesmo modo, os geradores ligados aos nós 15 e 16 associados aos contratos bilaterais também apresentam um ponto de funcionamento que se situa sobre o seu diagrama de capacidade aproximado, conforme ilustrado na Figura 8.8 (a) e (b). Neste caso, os dois geradores ainda apresentam uma reserva tanto de potência activa como de potência reactiva. No entanto, atendendo à localização do respectivo ponto de funcionamento verifica-se que no caso de ser necessário aumentar a potência reactiva ou a potência activa deverá, então, ocorrer uma diminuição da potência activa ou da potência reactiva, respectivamente, originando assim custos de oportunidade. Estes custos seriam, em todo o caso, compensados neste modelo através do preço incluído nas ofertas ajuste.

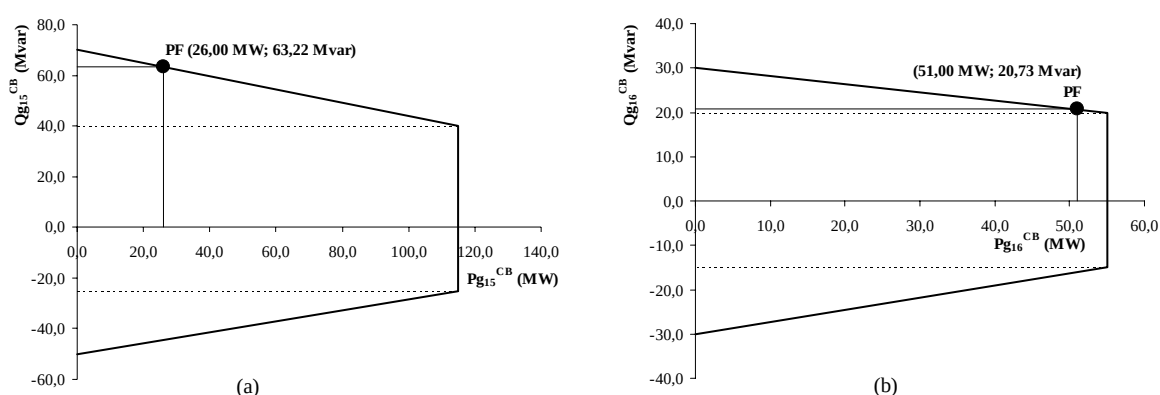


Figura 8.8 – Diagramas de capacidade e ponto de funcionamento de dois geradores associados a contratos bilaterais: (a) do gerador ligado ao nó 15 e (b) do gerador ligado ao nó 16.

Os preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos são apresentados na Tabela 8.22. Neste caso, os preços marginais nodais de potência activa estão referenciados em relação a um gerador ligado ao nó 21, correspondendo ao gerador associado aos contratos bilaterais que apresenta uma oferta de ajuste no valor de 98,00 €/MW.h. Este gerador corresponde, neste caso, ao gerador marginal que, dada a situação não congestionada do sistema, é chamado a compensar variações marginais da potência activa de carga.

Os preços marginais de potência reactiva em alguns nós do sistema são nulos. Esta situação está relacionada com o facto de nesses nós existirem geradores com capacidade disponível para compensar aumentos de potência reactiva da carga ligada aos respectivos nós.

O valor da função objectivo corresponde, neste caso, a 1811,29 € e o trânsito de potência aparente no ramo 7-8 assume o valor de 182,09 MVA, sendo o trânsito de potência

reactiva desprezável. O trânsito de potência aparente no ramo 6-10 corresponde a 173,76 MVA sendo o trânsito de potência activa neste mesmo ramo de -155,97 MW.

Tabela 8.22 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 4 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	101,986	0,000	13	99,259	0,000
2	101,996	0,000	14	99,603	0,179
3	100,036	0,497	15	98,627	0,030
4	100,950	0,198	16	98,665	0,029
5	102,274	0,140	17	98,250	0,013
6	101,418	-1,273	18	98,150	0,000
7	95,974	0,000	19	98,701	0,025
8	97,675	0,197	20	98,679	0,024
9	99,811	0,198	21	98,000	0,000
10	100,272	-0,263	22	97,318	0,000
11	99,921	0,086	23	98,525	0,000
12	99,826	0,067	24	99,670	0,407

Finalmente, o número de iterações realizado até se atingirem os critérios de convergência especificados foi de 42. O tempo de cálculo correspondeu a 39,6 segundos.

B. Caso Cong

Tal como em situações anteriores, o limite de potência aparente no ramo 7-8 foi reduzido de 200,0 MVA para 150,0 MVA. Considerou-se, ainda, uma redução do limite de potência aparente do ramo 6-10 de 200,0 MVA para 175,0 MVA. Nestas condições, a Tabela 8.23 apresenta os valores do módulo e da fase das tensões.

Tabela 8.23 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 4 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,990	-28,420	13	1,006	-9,520
2	0,985	-28,430	14	1,009	-11,460
3	0,977	-20,950	15	1,051	-4,490
4	0,979	-24,040	16	1,049	-4,700
5	0,975	-29,340	17	1,057	-1,790
6	1,044	-28,570	18	1,060	-1,080
7	1,045	-9,750	19	1,048	-5,160
8	1,024	-14,660	20	1,047	-5,190
9	0,985	-19,540	21	1,060	0,000
10	1,022	-23,340	22	1,060	4,770
11	0,999	-14,340	23	1,051	-4,250
12	1,002	-13,610	24	1,006	-10,370

O despacho final executado e obtido pelo Operador de Sistema apresenta ajustes de potência activa em vários agentes despachados pelo OM e associados a contratos bilaterais, de acordo com os resultados apresentados na Tabela 8.24. Mais uma vez se verifica que as perdas activas do sistema são completamente compensadas pelo gerador despachado pelo OM ligado ao nó 2. A ocorrência de tal facto está relacionado com a localização e os valores de potência activa das cargas e dos geradores com contratos iniciais realizados no mercado de energia eléctrica, por um lado, e com a topologia e respectivas características da rede de transmissão de energia eléctrica, por outro.

Consideremos o primeiro dos aspectos referidos. De acordo com o programa base inicial do Operador de Mercado, constata-se que os geradores despachados ligados aos nós 13 a 23 apresentam valores de potência activa produzida em excesso face às cargas despachadas na área delimitada pelos nós 13 a 23. Por seu lado, as cargas despachadas pelo Operador de Mercado situadas nos nós 1 a 10 apresentam valores de potência activa de carga em excesso relativamente à produção despachada nesta área.

Em relação aos contratos bilaterais físicos celebrados a situação é, de algum modo, análoga. Assim, verifica-se o aparecimento, por um lado, de um centro de consumo localizado na parte inferior do sistema e, por outro lado, verifica-se a existência de um centro de produção localizado na parte superior.

Deste modo, dada a diferença de localização do centro de consumo e do centro de produção, obtêm-se trânsitos de potências no sentido das cargas, ou seja da parte superior do sistema para a parte inferior. Nestas condições, e de acordo com o problema de optimização de despacho integrado considerado, verifica-se que a solução que minimiza o valor da função objectivo corresponde a compensar a potência activa de perdas em geradores ligados à zona em que há excesso de carga. Contribui-se assim para se obter uma situação de exploração menos desequilibrada associada, portanto, a menores trânsitos de potência.

Os ajustes de potência activa determinados pela violação de restrições técnicas correspondem a $-11,31$ MW e a $8,51$ MW nos geradores despachados pelo OM ligados aos nós 7 e 15 e a $-20,80$ MW e a $23,60$ MW nos geradores associados aos contratos bilaterais ligados aos nós 7 e 21. Deste modo, a soma dos ajustes de potência activa referente aos geradores despachados pelo OM é negativa sendo compensada pela soma dos ajustes de potência activa correspondentes aos geradores com contratos bilaterais, no valor de $2,80$

MW. Verifica-se, assim, a ocorrência de ajustes cruzados entre os dois subsistemas de contratação de energia eléctrica.

Tabela 8.24 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	Entidades associadas ao Pool						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	$\Delta P g_i^{perd}$ (MW)	$\Delta P g_i^{ajt}$ (MW)	$P g_i^F$ (MW)	$Q g_i^F$ (Mvar)	$P c_i^F$ (MW)	$Q c_i^F$ (Mvar)	$\Delta P g_i^{ajt}$ (MW)	$P g_i^F$ (MW)	$Q g_i^F$ (Mvar)	$P c_i^F$ (MW)	$Q c_i^F$ (Mvar)	
1	0	0	94,00	69,90	108,00	21,93	-	-	-	10,00	2,03	
2	50,03	0	50,03	-47,37	97,00	19,70	-	-	-	20,00	4,06	
3	-	-	-	-	180,00	36,55	-	-	-	-	-	
4	-	-	-	-	0	0	-	-	-	15,00	3,76	
5	-	-	-	-	71,00	14,42	-	-	-	72,00	14,62	
6	-	-	-	-	136,00	27,62	-	-	-	-	-	
7	0	-11,31	273,69	50,46	125,00	25,38	-20,80	31,20	-15,03	30,00	7,52	
8	-	-	-	-	0	0	-	-	-	-	-	
9	-	-	-	-	175,00	35,54	-	-	-	16,00	3,25	
10	-	-	-	-	195,00	39,60	-	-	-	16,00	2,28	
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
13	0	0	460,00	44,09	265,00	53,81	0	61,00	-33,68	45,00	13,13	
14	-	-	-	-	194,00	39,39	-	-	-	10,00	2,51	
15	0	8,51	213,52	90,14	317,00	64,37	0	26,00	63,22	-	-	
16	0	0	155,00	70,00	100,00	20,31	0	51,00	20,73	10,00	2,03	
17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
18	0	0	250,00	93,63	333,00	67,62	0	60,00	8,66	38,00	9,52	
19	-	-	-	-	0	0	-	-	-	35,00	10,21	
20	-	-	-	-	128,00	25,99	-	-	-	44,00	8,94	
21	0	0	300,00	-7,97	-	-	23,60	82,60	-7,66	-	-	
22	0	0	205,00	-25,59	-	-	0	52,00	-11,89	-	-	
23	0	0	470,00	80,92	-	-	-	-	-	-	-	
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Na Figura 8.9 (a) e (b) estão representados os limites de ajuste e o ponto de funcionamento no diagrama de capacidade dos geradores ligados aos nós 7 e 21, associados aos contratos bilaterais. Verifica-se que ambos os geradores apresentam um ponto de funcionamento no limite de ajuste admissível. Estes geradores tinham contratado potências de 52,0 MW e de 59,0 MW, respectivamente, admitindo-se (de acordo com a Tabela B.4 do Anexo B) ajustes de $\pm 40,0\%$. Assim, o gerador ligado ao nó 7 poderá variar a sua produção de 31,20 MW a 72,80 MW e o gerador ligado ao nó 21 poderá variar a sua produção de 35,40 MW a 82,60 MW, tal como se ilustra na Figura 8.9 (a) e (b). No caso do gerador ligado ao nó 7, a potência activa produzida coincide com o limite mínimo de ajuste admitido, 31,20 MW, e no caso do gerador ligado ao nó 21, o valor de potência activa obtido corresponde ao limite máximo de ajuste admitido, 82,60 MW.

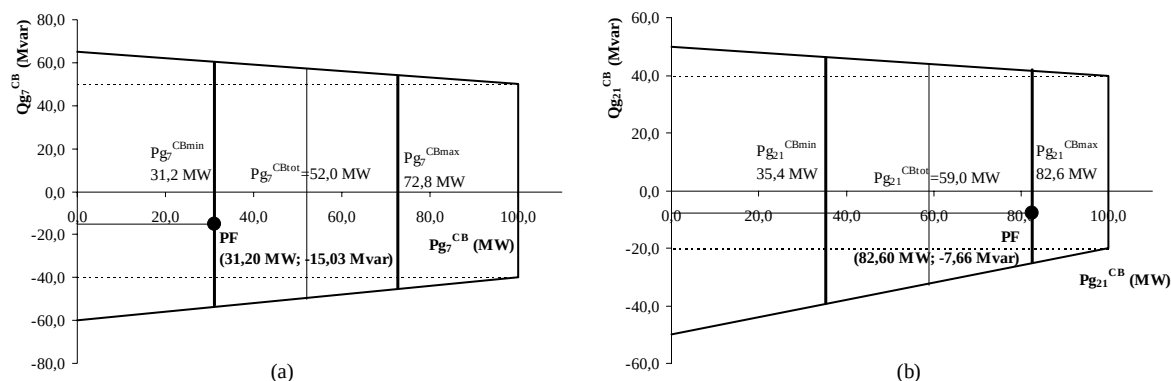


Figura 8.9 – Diagrama de capacidade, limites de ajuste e ponto de funcionamento de dois geradores associados a contratos bilaterais: (a) gerador ligado ao nó 7 e (b) gerador ligado ao nó 21.

Na Tabela 8.25 apresentam-se os valores obtidos para os preços marginais nodais de potência activa e reactiva.

Tabela 8.25 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 4 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	104,498	0,000	13	100,616	0,000
2	104,630	0,000	14	101,006	0,284
3	101,760	0,839	15	100,008	0,081
4	103,089	0,535	16	100,049	0,085
5	104,325	0,582	17	99,626	0,032
6	106,206	-2,205	18	99,521	0,000
7	-120,000	0,000	19	100,082	0,057
8	99,636	1,840	20	100,058	0,035
9	101,474	0,733	21	99,370	0,000
10	101,685	0,479	22	98,719	0,000
11	101,351	0,235	23	99,906	0,000
12	101,254	0,282	24	101,175	0,590

Por exemplo, o preço marginal de potência activa obtido no nó 21, 99,370 €/MW.h, é determinado pelo preço de ajuste de potência activa do gerador despachado pelo OM ligado ao nó 15 (preço de ajuste de 100,00 €/MW.h) afectado pelo custo de variação das perdas activas, compensada pelo gerador despachado pelo OM ligado ao nó 2, se ocorrer um aumento unitário de potência activa da carga ligada ao nó 21. Neste caso concreto, o aumento de carga no nó 21 não pode ser compensado pelo gerador associado aos contratos bilaterais ligado ao mesmo nó, apesar de a sua oferta de ajuste ser mais barata, 98,00 €/MW.h. Com efeito, este gerador encontra-se num ponto de funcionamento correspondente ao limite máximo de ajuste de potência activa, tal como foi ilustrado na Figura 8.9 (b). Deste modo, o gerador com recursos disponíveis que minimiza o valor da

função objectivo é o gerador despachado pelo OM ligado ao nó 15. Este gerador possui a segunda oferta de ajuste mais barata, 100,00 €/MW.h, assumindo neste caso a função de gerador marginal do sistema.

O valor da função objectivo corresponde a 8569,37 € e a solução final foi obtida após executar 54 iterações realizadas em 25,9 segundos.

O trânsito de potência activa no ramo 7-8 corresponde a 149,96 MW e o de potência aparente a 150,00 MVA. Verifica-se que o ramo 6-10 apresenta agora um trânsito de potência aparente correspondente ao limite da sua capacidade, 175,00 MVA e o trânsito de potência activa é de 154,59 MW, tendo-se verificado um aumento do trânsito de potência reactiva neste ramo em relação ao Caso Base de 76,60 Mvar para 82,02 Mvar.

8.3.5 Modelo 5

No Modelo 5 não são permitidos ajustes cruzados entre agentes despachados pelo OM e os que estão associados a contratos bilaterais físicos. Nestas condições, qualquer ajuste de potência activa que seja necessário efectuar só pode ser compensado por ajustes de potência activa em agentes do mesmo subsistema de comercialização de energia eléctrica.

A. Caso Base

O despacho final obtido neste Caso Base pelo Modelo 5 é idêntico ao despacho final obtido no Caso Base pelo Modelo 4, na situação em que não há congestionamentos. Isto ocorre pelo facto de não ser necessário efectuar ajustes de potência devido a não haver violações de restrições técnicas do problema.

A única diferença, neste caso, reside nos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos, dado que agora é possível obter uma separação ao nível dos preços marginais nodais de potência activa para cada subsistema de transacção de energia eléctrica, conforme apresentado na Tabela 8.26. De acordo com esta tabela, verifica-se que os preços marginais nodais de potência activa afectos aos agentes despachados pelo OM apresentam valores referenciados pela oferta de ajuste do gerador ligado ao nó 15, 100,00 €/MW.h. Em relação ao subsistema de contratos bilaterais, os preços marginais de potência activa apresentam valores em torno de 98,00 €/MW.h que corresponde à oferta de ajuste do gerador associado a este subsistema ligado ao nó 21. Qualquer um destes preços integra

duas componentes. Por um lado, consideram o impacto na função objectivo de ser necessário produzir uma unidade adicional para compensar a variação da potência de carga no nó i . Por outro, consideram ainda o impacto destas variações de produção e de carga na potência activa de perdas. Assinala-se que a compensação das perdas é, neste caso, realizada na totalidade pelo gerador ligado ao nó 2, tal como já ocorria no modelo anterior para a situação em que não havia congestionamento.

Relativamente aos preços marginais nodais de potência reactiva, estes apresentam um perfil idêntico em relação aos obtidos no Caso Base através do Modelo 4.

Tabela 8.26 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 5 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	103,351	101,976	0,000
2	103,359	101,984	0,000
3	101,406	100,031	0,489
4	102,314	100,940	0,186
5	103,636	102,261	0,134
6	102,662	101,287	-1,650
7	97,365	95,991	0,000
8	99,057	97,682	0,167
9	101,177	99,802	0,175
10	101,617	100,242	-0,383
11	101,290	99,916	0,051
12	101,196	99,821	0,031
13	100,635	99,260	0,000
14	100,976	99,601	0,161
15	100,004	98,629	0,038
16	100,041	98,666	0,036
17	99,625	98,251	0,017
18	99,524	98,149	0,000
19	100,077	98,702	0,027
20	100,054	98,679	0,022
21	99,375	98,000	0,000
22	98,692	97,317	0,000
23	99,900	98,525	0,000
24	101,045	99,670	0,404

B. Caso Cong

Em seguida, os limites dos trânsitos de potência aparente nos ramos 6-10 e 7-8 foram reduzidos de 200,0 MVA para 175,0 MVA e para 150,0 MVA, respectivamente. Nestas condições, o módulo e fase das tensões obtidos são apresentados na Tabela 8.27.

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 8.27 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 5 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,989	-28,520	13	1,002	-9,520
2	0,984	-28,530	14	1,005	-11,490
3	0,975	-21,010	15	1,049	-4,490
4	0,978	-24,120	16	1,046	-4,690
5	0,973	-29,440	17	1,052	-1,760
6	1,042	-28,660	18	1,054	-1,040
7	1,045	-9,840	19	1,047	-5,170
8	1,023	-14,730	20	1,048	-5,220
9	0,983	-19,600	21	1,059	0,000
10	1,020	-23,420	22	1,060	4,800
11	0,996	-14,370	23	1,053	-4,290
12	1,000	-13,640	24	1,004	-10,390

A Tabela 8.28 apresenta o despacho final obtido para este caso de estudo.

Tabela 8.28 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 5 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

Entidades associadas ao Pool							Entidades associadas a Contratos Bilaterais				
nó i	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
1	0	0	94,00	72,66	108,00	21,93	-	-	-	10,00	2,03
2	50,30	0	50,30	-47,26	97,00	19,70	-	-	-	20,00	4,06
3	-	-	-	-	180,00	36,55	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	0	0	-	-	-	15,00	3,76
5	-	-	-	-	71,00	14,42	-	-	-	72,00	14,62
6	-	-	-	-	136,00	27,62	-	-	-	-	-
7	0	-11,36	273,64	51,14	125,00	25,38	-20,80	31,20	-14,06	30,00	7,52
8	-	-	-	-	0	0	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	175,00	35,54	-	-	-	16,00	3,25
10	-	-	-	-	195,00	39,60	-	-	-	16,00	2,28
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	0	0	460,00	36,46	265,00	53,81	0	61,00	-40,10	45,00	13,13
14	-	-	-	-	194,00	39,39	-	-	-	10,00	2,51
15	0	10,00	215,00	90,00	317,00	64,37	0	26,00	63,22	-	-
16	0	0	155,00	62,93	100,00	20,31	0	51,00	14,39	10,00	2,03
17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	0	0	250,00	49,52	333,00	67,62	0	60,00	1,04	38,00	9,52
19	-	-	-	-	0	0	-	-	-	35,00	10,21
20	-	-	-	-	128,00	25,99	-	-	-	44,00	8,94
21	0	0	300,00	31,74	-	-	20,80	79,80	1,27	-	-
22	0	1,36	206,36	-21,79	-	-	0	52,00	-10,02	-	-
23	0	0	470,00	105,69	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Verifica-se que os ajustes efectuados tanto em relação aos geradores despachados pelo OM como no subsistema de contratos bilaterais são totalmente separados e compensados no

interior de cada um destes subsistemas impossibilitando, assim, o cruzamento de ajustes entre agentes dos dois subsistemas, ao contrário do que ocorria no Modelo 4.

As perdas activas do sistema são compensadas na sua globalidade pelo gerador despachado pelo OM ligado ao nó 2, no valor de 50,30 MW.

Os ajustes de potência activa alocados aos agentes despachados pelo OM correspondem a -11,36 MW, a 10,00 MW e a 1,36 MW nos geradores ligados aos nós 7, 15 e 22. A soma destes ajustes é igual a 0 MW. Por seu lado, os ajustes de potência activa atribuídos aos agentes associados aos contratos bilaterais correspondem a -20,80 MW e 20,80 MW nos geradores ligados aos nós 7 e 21, respectivamente. Mais uma vez, a sua soma é nula indicando que não são agora admitidos ajustes cruzados entre os dois subsistemas de contratação de energia eléctrica, não se verificando, portanto, qualquer transferência de potência activa entre eles.

Os preços marginais nodais de potência activa e reactiva são apresentados na Tabela 8.29.

No caso dos preços marginais nodais de potência activa obtidos para o subsistema de despachado pelo OM, e atendendo aos geradores que apresentam ajustes de potência activa, verifica-se que no nó 7 o preço é de -120,000 €/MW.h correspondendo, em valor absoluto, ao preço da oferta de ajuste do gerador ligado a este nó. No nó 22 o preço é de 103,000 €/MW.h correspondendo ao preço da oferta de ajuste do gerador ligado a este nó. No caso do nó 15, o preço marginal corresponde a 104,256 €/MW.h. Este preço não reflecte o preço de ajuste do gerador ligado ao nó 15 na medida em que este gerador já se encontra no limite máximo da sua capacidade de funcionamento (215,00 MW; 90,00 Mvar). Nestas condições, o preço marginal de potência activa no nó 15 integra o preço de ajuste do gerador ligado ao nó 22 (103,000 €/MW.h) e o custo resultante da variação da potência de perdas activas do sistema compensada pelo gerador ligado ao nó 2.

Quanto aos preços marginais nodais de potência activa associados ao subsistema de contratos bilaterais físicos, e considerando, também aqui, os geradores que sofreram ajustes de potência activa, verifica-se que o preço no nó 21 é de 98,000 €/MW.h correspondendo ao preço da oferta de ajuste do gerador ligado a este nó. No nó 7 o preço é de -125,641 €/MW.h enquanto que a oferta de ajuste do gerador ligado a este nó 7 corresponde a 108,00 €/MW.h. Se admitirmos um aumento de uma unidade de potência activa da carga ligada a este nó 7 (associada aos contratos bilaterais) e analisando o seu impacto na função objectivo verifica-se que:

- se se começasse por admitir que o gerador ligado ao nó 7 (associado aos contratos bilaterais físicos) compensava aquele aumento de carga então não ocorreria variação no valor das perdas activas do sistema pelo que o impacto sentido na função objectivo corresponderia a $-108,00 \text{ €/MW.h}$. Isto significava que o preço marginal de potência activa neste nó seria igual ao simétrico do preço da oferta de ajuste deste gerador. Nestas condições, o ramo 7-8 apresentaria o mesmo trânsito de potência aparente de 150,00 MVA, isto é, o ramo estaria no seu limite de capacidade;
- se se admitir, agora, que aquele aumento de carga é compensado por um gerador ligado a outro nó do sistema deveria ser identificada a forma de compensar esse aumento que representa o menor impacto possível na função objectivo. O gerador associado aos contratos bilaterais a considerar será o gerador ligado ao nó 21 que possui uma oferta de ajuste de $98,00 \text{ €/MW.h}$. Isto significaria que iria existir um trânsito de potência activa de uma unidade extra no sentido do gerador ligado no nó 21 para a carga ligada no nó 7 associado, claro está, a um aumento no valor da função objectivo. Mas, nestas condições, o ramo 7-8 ficaria com uma folga na sua capacidade de valor correspondente à unidade de potência activa que transitaria do nó 8 para o nó 7. Esta folga seria agora aproveitada no sentido de diminuir o mais possível o valor da função objectivo. Assim, a função objectivo iria diminuir de $120,00 \text{ €/MW.h}$ devido à redução de uma unidade no ajuste negativo de potência activa do gerador despachado pelo OM ligado ao nó 7. Adicionalmente, com a variação positiva de uma unidade do ajuste do gerador despachado pelo OM ligado ao nó 7 ocorreria uma diminuição do ajuste positivo do gerador despachado pelo OM ligado ao nó 22 que possui uma oferta de ajuste de $103,00 \text{ €/MW.h}$. Esta sequência de alterações permite manter o equilíbrio de ajustes dentro deste subsistema, apresentando um impacto no valor da função objectivo correspondente a $-103,00 \text{ €/MW.h}$. Deste modo, o valor da função objectivo sentiria o impacto global seguinte $+98,00 - 120,00 - 103,00 = -125,00 \text{ €/MW.h}$ que corresponde, afinal, ao preço marginal em análise.

A segunda análise, correspondendo a um impacto no valor da função objectivo de $-125,00 \text{ €/MW.h}$, apresenta um benefício superior ao referido na primeira análise e, deste modo, corresponde à fundamentação para o preço marginal de potência activa obtido no nó 7 associado aos contratos bilaterais. O valor final deste preço inclui ainda o impacto na

função objectivo devido à variação das perdas activas no sistema. Neste sentido, verifica-se que existe uma interdependência entre os dois subsistemas na obtenção dos preços marginais nodais de potência activa enquanto que em termos de compensação de ajustes de potência activa estes se apresentam separados por via da eliminação, já referida, da possibilidade de ocorrerem ajustes cruzados.

Tabela 8.29 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 5 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	109,381	103,740	0,041
2	109,610	103,968	0,000
3	106,165	100,523	1,047
4	107,698	102,057	0,788
5	108,820	103,179	0,893
6	112,900	107,258	-3,282
7	-120,000	-125,641	0,000
8	104,012	98,370	4,414
9	105,743	100,102	1,137
10	105,700	100,059	0,958
11	105,421	99,779	-0,233
12	105,384	99,742	0,522
13	104,759	99,117	0,000
14	105,110	99,469	-0,218
15	104,256	98,615	0,028
16	104,280	98,638	0,000
17	103,881	98,239	0,006
18	103,782	98,141	0,000
19	104,291	98,650	0,007
20	104,251	98,609	0,015
21	103,641	98,000	0,000
22	103,000	97,359	0,000
23	104,095	98,454	0,000
24	105,461	99,820	0,634

O valor final da função objectivo corresponde a 8599,17 € e esta solução foi obtida pelo SLP em 56 iterações sendo o tempo de cálculo de 14,1 segundos. Finalmente, o trânsito de potência aparente nos ramos 6-10 e 7-8 coincide com a capacidade de cada um deles.

8.3.6 Modelo 6

Este modelo corresponde ao primeiro modelo de programação linear difusa apresentado no Capítulo 5 refere-se a uma formulação do problema de despacho integrado para o Operador de Sistema considerando apenas o mercado diário de energia eléctrica gerido pelo Operador de Mercado.

Este modelo pode ainda ser interpretado como a versão difusa do Modelo 2 apresentado anteriormente em que o ajuste para compensar as perdas activas e o ajuste de potência activa produzida devido à violação de restrições técnicas se encontram integrados na mesma variável de ajuste de cada um dos geradores.

A. Caso Base

Consideraram-se, neste caso, os seguintes valores para os parâmetros integrados nas restrições do problema apresentando natureza difusa:

- $FO^{des} = 4300,0 \text{ €}$ e $\delta^{FO} = 1200,0 \text{ €}$;
- $\delta^{V \min} = \delta^{V \max} = 0,02 \text{ pu}$;
- $\delta_{ij}^{S_{ij}} = 15,0 \text{ \%}$.

Na Tabela 8.30 apresentam-se os valores obtidos para o módulo e para a fase das tensões. Atendendo aos limites mínimo e máximo especificados de 0,94 pu e 1,06 pu e considerando as respectivas tolerâncias indicadas, verifica-se que o módulo da tensão nos nós 6, 7, 15 a 19, 21 a 23 apresentam valores superiores a 1,06 pu mas, ainda assim, inferiores a 1,08 pu.

Tabela 8.30 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 6 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,992	-19,950	13	1,038	-5,450
2	0,990	-20,330	14	1,034	-8,430
3	0,996	-16,140	15	1,061	-3,280
4	1,003	-16,750	16	1,062	-3,250
5	1,010	-19,880	17	1,069	-1,300
6	1,074	-21,330	18	1,070	-0,900
7	1,074	-3,400	19	1,062	-2,430
8	1,054	-8,370	20	1,060	-1,710
9	1,014	-13,840	21	1,073	0,000
10	1,056	-16,600	22	1,074	3,730
11	1,031	-9,890	23	1,062	-0,630
12	1,033	-8,750	24	1,025	-7,900

Na Figura 8.10 estão representados os perfis do módulo da tensão obtidos para o Caso Base através dos Modelos 2 e 6. Comparando estes dois perfis verifica-se uma subida no

módulo das tensões obtidos pelo Modelo 6 em relação aos valores obtidos com o Modelo 2, o que resulta da tolerância de 0,02 pu referida anteriormente.

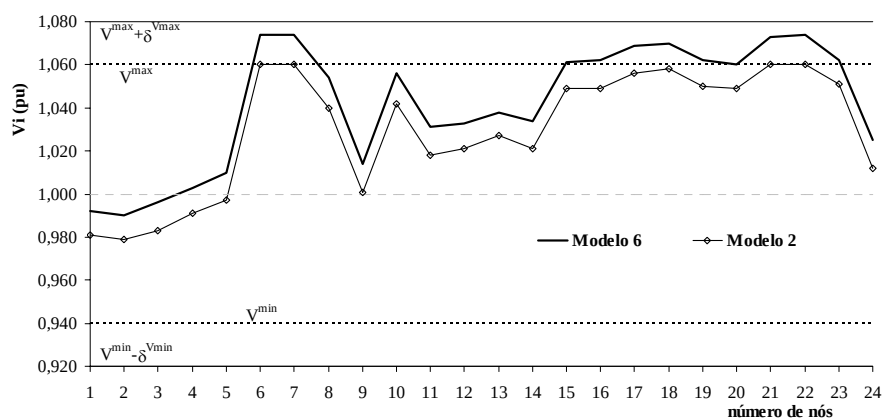


Figura 8.10 – Perfis do módulo das tensões obtidos através do Modelo 2 e do Modelo 6 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

A Tabela 8.31 apresenta o despacho final de potência activa e reactiva determinado pelo Operador de Sistema. Também aqui, do mesmo modo que no Modelo 2, se verificam desvios de potência activa nos geradores ligados aos nós 1 e 15 de 26,07 MW e 10,00 MW, respectivamente, para compensarem as perdas activas verificadas no sistema que assumem o valor de 36,07 MW.

Comparando o valor das perdas activas do sistema verificadas neste caso com o valor obtido através do Modelo 2 verifica-se agora uma diminuição de 0,70 MW justificável através da obtenção de um perfil de tensões diferente.

Relativamente aos preços marginais nodais de potência activa e reactiva apresentados na Tabela 8.32 não se observam diferenças significativas em relação aos que se obtiveram através do Modelo 2. O gerador ligado ao nó 1 corresponde, também neste caso, ao gerador marginal de ajuste de potência activa compensando aumentos marginais da carga ligada ao nó i . Os preços marginais de potência reactiva são nulos nos nós 1, 7, 13, 18, 21 a 23 devido ao facto de, em cada um destes nós, existir capacidade para compensar aumentos de potência reactiva da carga nos próprios nós não afectando, portanto, o valor da função objectivo.

Tabela 8.31 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 6 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\Delta P g_i$ (MW)	$P g_i^F$ (MW)	$Q g_i^F$ (Mvar)	$\Delta P c_i$ (MW)	$P c_i^F$ (MW)	$Q c_i^F$ (Mvar)
1	26,07	120,07	-13,05	0	108,00	21,93
2	0	0	-50,00	0	97,00	19,70
3	-	-	-	0	180,00	36,55
4	-	-	-	0	0	0
5	-	-	-	0	71,00	14,42
6	-	-	-	0	136,00	27,62
7	0	285,00	25,75	0	125,00	25,38
8	-	-	-	0	0	0
9	-	-	-	0	175,00	35,54
10	-	-	-	0	195,00	39,60
11	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-
13	0	460,00	19,65	0	265,00	53,81
14	-	-	-	0	194,00	39,39
15	10,00	215,00	90,00	0	317,00	64,37
16	0	155,00	70,00	0	100,00	20,31
17	-	-	-	-	-	-
18	0	250,00	60,09	0	333,00	67,62
19	-	-	-	0	0	0
20	-	-	-	0	128,00	25,99
21	0	300,00	19,76	-	-	-
22	0	205,00	-31,49	-	-	-
23	0	470,00	11,22	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-

Tabela 8.32 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 6 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	110,000	0,000	13	101,561	0,000
2	110,364	-0,082	14	103,554	0,249
3	105,493	1,227	15	100,674	0,144
4	106,613	0,106	16	100,536	0,068
5	109,548	-0,723	17	99,374	0,013
6	108,612	-7,464	18	99,148	0,000
7	90,381	0,000	19	99,960	0,022
8	96,233	0,095	20	99,470	0,043
9	103,612	0,152	21	98,621	0,000
10	104,861	-2,433	22	96,372	0,000
11	104,122	-0,296	23	98,769	0,000
12	103,596	-0,361	24	104,302	1,211

O grau de pertença ou grau de satisfação associado a esta solução foi de 0,278 correspondendo a um valor da restrição adicional referente à função objectivo do Modelo 2 de 5165,90 €. Assinala-se que o valor obtido com o Modelo 2 foi de 5268,26 €. O número

de iterações realizado foi de 43 e o tempo de processamento correspondente foi 14,3 segundos.

Finalmente, os trânsitos de potência activa e aparente no ramo 7-8 correspondem a 160,08 MW e 160,09 MVA.

B. Caso Cong

Nesta simulação o limite do trânsito de potência aparente no ramo 7-8 foi reduzido de 200,0 MVA para 150,0 MVA e foram ainda considerados os seguintes parâmetros:

- $FO^{des} = 5700,0 \text{ €}$ e $\delta^{FO} = 1500,0 \text{ €}$;
- $\delta^{V_{\min}} = \delta^{V_{\max}} = 0,02 \text{ pu}$;
- $\delta_{ij}^{S_{ij}} = 15,0 \text{ %}$.

Na Tabela 8.33 apresentam-se os valores obtidos para o módulo e a fase das tensões. Também neste caso se verifica que os nós 6, 7 e 22 apresentam valor do módulo da tensão superior a 1,06 pu.

Tabela 8.33 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 6 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,990	-20,410	13	1,029	-5,670
2	0,987	-20,800	14	1,020	-8,680
3	0,985	-16,550	15	1,046	-3,370
4	0,996	-17,190	16	1,046	-3,330
5	1,003	-20,360	17	1,054	-1,340
6	1,065	-21,830	18	1,056	-0,920
7	1,065	-3,960	19	1,043	-2,470
8	1,044	-8,870	20	1,039	-1,710
9	1,003	-14,240	21	1,058	0,000
10	1,046	-17,040	22	1,065	3,780
11	1,019	-10,190	23	1,040	-0,570
12	1,021	-9,020	24	1,011	-8,130

Na Figura 8.11 estão representados os perfis do módulo da tensão obtidos pelos Modelos 2 e 6 para o Caso Cong. Esta figura permite verificar que o módulo das tensões obtidos através do Modelo 6 apresenta valores superiores nos nós 1 a 13 e nos restantes nós do sistema apresenta valores, geralmente, inferiores aos obtidos utilizando o Modelo 2.

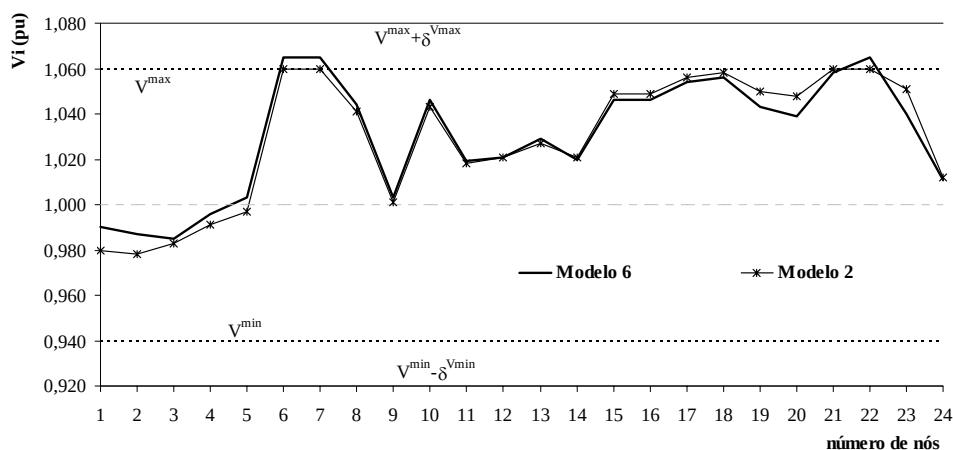


Figura 8.11 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelo Modelo 2 e pelo Modelo 6 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

Na Tabela 8.34 apresenta-se o despacho integrado final obtido para este caso. Comparativamente com o obtido pelo Modelo 2, no Caso Cong, verifica-se que as perdas activas do sistema são agora de 36,02 MW superiores em 0,60 MW relativamente às obtidas pelo Modelo 2 (35,42 MW) aumentando, assim, o valor da restrição referente à função objectivo do modelo determinístico. Este aumento inclui o sobrecusto de 21,60 € resultante de a potência activa de perdas ser valorizada ao preço de fecho de mercado (36,0 €/MW.h).

Os ajustes de potência activa verificados correspondem a 30,44 MW, -4,42 MW e 10,00 MW alocados aos geradores ligados aos nós 1, 7 e 15. Os ajustes das potências produzidas pelos geradores ligados aos nós 1 e 7 apresentam valor absoluto inferior aos obtidos com o Modelo 2. Por seu lado, o gerador ligado ao nó 15 apresenta o mesmo valor de ajuste, a que corresponde uma potência activa produzida no seu limite máximo. Com as reduções de ajuste de potência activa verificados nos dois geradores ligados aos nós 1 e 7, em relação ao Modelo 2, o valor da restrição referente à função objectivo do modelo determinístico é consideravelmente reduzido não sendo, deste modo, determinante o aumento das perdas activas. Neste caso, o valor da restrição referente à função objectivo do modelo determinístico obtido corresponde a 6175,21 € a que está associado um grau de satisfação de 0,683 enquanto que o valor da função objectivo obtido com o Modelo 2 foi de 7389,71 €.

Em relação ao despacho de potência reactiva verificam-se pequenas alterações em comparação com os resultados obtidos com o Modelo 2, correspondendo à alocação de

potência reactiva pelos geradores do sistema para o controlo de tensão e o respectivo suporte de potência reactiva necessários à exploração do sistema em condições de segurança.

Tabela 8.34 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 6 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	ΔP_{g_i} (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	ΔP_{c_i} (MW)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)
1	30,44	124,44	1,12	0	108,00	21,93
2	0	0	-50,00	0	97,00	19,70
3	-	-	-	0	180,00	36,55
4	-	-	-	0	0	0
5	-	-	-	0	71,00	14,42
6	-	-	-	0	136,00	27,62
7	-4,42	280,58	26,81	0	125,00	25,38
8	-	-	-	0	0	0
9	-	-	-	0	175,00	35,54
10	-	-	-	0	195,00	39,60
11	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-
13	0	460,00	49,81	0	265,00	53,81
14	-	-	-	0	194,00	39,39
15	10,00	215,00	90,00	0	317,00	64,37
16	0	155,00	70,00	0	100,00	20,31
17	-	-	-	-	-	-
18	0	250,00	63,26	0	333,00	67,62
19	-	-	-	0	0	0
20	-	-	-	0	128,00	25,99
21	0	300,00	11,01	-	-	-
22	0	205,00	-17,64	-	-	-
23	0	470,00	-27,24	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-

Mais uma vez se verifica que os preços marginais nodais obtidos para a potência activa e reactiva, apresentados na Tabela 8.35, são semelhantes aos obtidos através do Modelo 2, isto é, através do modelo determinístico correspondente.

O limite térmico especificado para o ramo 7-8 correspondente a 150,00 MVA é neste caso relaxado em 15% correspondendo a uma capacidade que pode atingir 172,50 MVA. Os trânsitos de potência activa e aparente neste ramo correspondem agora a 155,66 MW e a 155,68 MVA. A solução do problema foi obtida ao fim de 46 iterações e o tempo de processamento correspondente foi de 17,1 segundos.

Tabela 8.35 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 6 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	110,000	0,000	13	101,400	0,000
2	110,385	-0,022	14	103,443	0,411
3	105,487	1,603	15	100,442	0,198
4	106,633	0,373	16	100,299	0,133
5	109,638	-0,436	17	99,102	0,036
6	108,853	-6,823	18	98,867	0,000
7	-120,000	0,000	19	99,692	0,063
8	96,312	1,240	20	99,172	0,061
9	103,589	0,581	21	98,326	0,000
10	104,916	-1,896	22	96,053	0,000
11	104,055	-0,073	23	98,437	0,000
12	103,509	-0,155	24	104,195	1,377

8.3.7 Modelo 7

O Modelo 7 corresponde à versão difusa do Modelo 3 correspondendo a um ambiente de mercado centralizado organizado, portanto, em torno do Operador de Mercado.

Adicionalmente, este modelo corresponde a um modelo de tipo difuso em que se considera a separação dos ajustes de potência activa, por um lado, para contribuir para compensar as perdas activas do sistema e, por outro, para alterar o despacho inicial de potência activa identificado pelo OM.

A. Caso Base

Nesta simulação foram considerados os seguintes parâmetros para as restrições difusas:

- $FO^{des} = 800,0 \text{ €}$ e $\delta^{FO} = 1000,0 \text{ €}$;
- $\delta^{V \min} = \delta^{V \max} = 0,02 \text{ pu}$;
- $\delta_{ij}^{S_{ij}} = 15,0 \text{ %}$.

Na Tabela 8.36 são apresentados os valores obtidos para o módulo e para a fase das tensões. Alguns dos nós do sistema, com capacidade de controlo de tensão, apresentam módulo de tensão superior a 1,06 pu encontrando-se, no entanto, dentro da gama admissível considerando a tolerância referida para o módulo das tensões.

Tabela 8.36 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 7 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,984	-19,570	13	1,037	-5,330
2	0,984	-19,720	14	1,032	-8,390
3	0,992	-16,040	15	1,058	-3,320
4	0,999	-16,380	16	1,060	-3,270
5	1,004	-19,610	17	1,067	-1,320
6	1,070	-21,070	18	1,069	-0,920
7	1,070	-3,110	19	1,061	-2,420
8	1,050	-8,120	20	1,061	-1,680
9	1,011	-13,660	21	1,068	0,000
10	1,052	-16,400	22	1,070	3,770
11	1,029	-9,770	23	1,063	-0,590
12	1,032	-8,600	24	1,022	-7,880

A Figura 8.12 apresenta os perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 3 e 7. Os valores obtidos pelo Modelo 7 são significativamente superiores aos obtidos pelo Modelo 3 nos nós 6 a 24. Este aumento do módulo das tensões está relacionado com a possibilidade de se admitirem, agora, violações até 0,02 pu em relação ao limite especificado de 1,06 pu. Esta condição permite que nos nós com capacidade de controlo de tensão as respectivas tensões assumam valores que, em conjunto com os valores das tensões nos restantes nós do sistema, maximize o grau de satisfação do problema imposto pelas restrições difusas do problema. Deste modo, e atendendo a que neste caso não existem congestionamentos, o Modelo 7 identifica a solução que, maximizando o grau de satisfação, obtém as menores perdas activas do sistema e as menores violações do limite de 1,06 pu possíveis. Assim, os valores do módulo das tensões determinados por este modelo correspondem a valores na generalidade superiores aos obtidos pelo Modelo 3 e que, associados aos valores da fase das tensões obtidos, permitem minimizar as perdas activas do sistema. Nestas condições, e verificando que o valor das perdas activas obtido através deste modelo é inferior ao valor das perdas obtido com o Modelo 3, conclui-se que o perfil das tensões e o valor das fases obtidos através deste modelo permitem reduzir o valor das perdas activas.

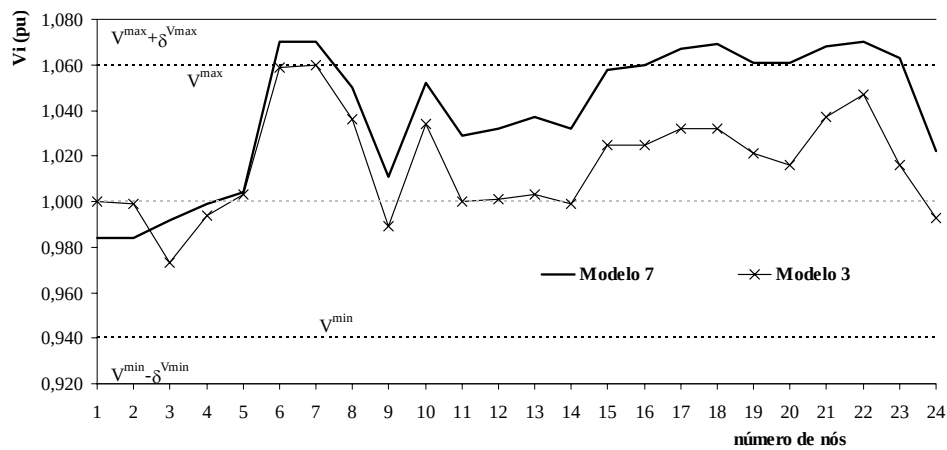


Figura 8.12 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 3 e 7 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

Na Tabela 8.37 é apresentado o despacho final de potência activa e reactiva determinado pelo Operador de Sistema através deste modelo.

Tabela 8.37 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 7 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\Delta P_{g_i}^{perd}$ (MW)	$\Delta P_{g_i}^{ajt}$ (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	ΔP_{c_i} (MW)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)
1	0	0	94,00	-21,09	0	108,00	21,93
2	35,61	0	35,61	-48,15	0	97,00	19,70
3	-	-	-	-	0	180,00	36,55
4	-	-	-	-	0	0	0
5	-	-	-	-	0	71,00	14,42
6	-	-	-	-	0	136,00	27,62
7	0	0	285,00	25,06	0	125,00	25,38
8	-	-	-	-	0	0	0
9	-	-	-	-	0	175,00	35,54
10	-	-	-	-	0	195,00	39,60
11	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-
13	0	0	460,00	19,29	0	265,00	53,81
14	-	-	-	-	0	194,00	39,39
15	0	0	205,00	90,93	0	317,00	64,37
16	0	0	155,00	70,00	0	100,00	20,31
17	-	-	-	-	-	-	-
18	0	0	250,00	67,21	0	333,00	67,62
19	-	-	-	-	0	0	0
20	-	-	-	-	0	128,00	25,99
21	0	0	300,00	12,23	-	-	-
22	0	0	205,00	-35,23	-	-	-
23	0	0	470,00	21,63	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-

Também neste caso se verifica que as perdas activas do sistema, 35,61 MW, são integralmente compensadas pelo gerador ligado ao nó 2. Comparativamente com o Modelo 3, este valor é inferior em 1,19 MW (no Modelo 3 as perdas activas correspondem a 36,80 MW), correspondendo esta diminuição afectada pelo preço de mercado de 36,0 €/MW.h ao ganho no custo de operação do sistema relativamente ao obtido pelo Modelo 3. O valor da restrição referente à função objectivo do modelo determinístico obtido através deste Modelo 7 corresponde a 1281,58 € enquanto que no Modelo 3 esta grandeza tinha o valor de 1324,86 €.

Os preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos, apresentados na Tabela 8.38, assumem valores análogos aos obtidos pelo Modelo 3.

Tabela 8.38 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 7 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	102,200	0,000	13	100,194	0,000
2	102,233	-0,033	14	100,695	0,050
3	101,177	0,275	15	100,003	0,027
4	101,376	-0,004	16	99,961	0,001
5	102,119	-0,212	17	99,677	-0,003
6	101,883	-1,913	18	99,623	0,000
7	97,411	0,000	19	99,815	-0,003
8	98,862	0,001	20	99,692	0,009
9	100,693	0,004	21	99,490	0,000
10	100,987	-0,668	22	98,929	0,000
11	100,822	-0,091	23	99,518	0,000
12	100,690	-0,104	24	100,888	0,294

O grau de satisfação obtido neste caso corresponde a 0,518 correspondendo ao valor da restrição referente à função objectivo do modelo determinístico de 1281,58 €. Os trânsitos de potência activa e aparente no ramo 7-8 têm o valor de 160,08 MW e 160,08 MVA, respectivamente. Finalmente, o SLP convergiu ao fim de 36 iterações, demorando 25,8 segundos.

B. Caso Cong

Neste estudo considerou-se o limite do ramo 7-8 igual a 150,0 MVA correspondendo, portanto, a uma redução de 50,0 MVA em relação ao Caso Base.

Os parâmetros referentes às restrições difusas correspondem a:

- $FO^{des} = 2600,0 \text{ €}$ e $\delta^{FO} = 600,0 \text{ €}$;
- $\delta^{V_{\min}} = \delta^{V_{\max}} = 0,02 \text{ pu}$;
- $\delta_{ij}^{S_{ij}} = 15,0 \text{ \%}$.

Na Tabela 8.39 apresentam-se os valores obtidos para o módulo e fase das tensões.

Tabela 8.39 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 7 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,983	-20,220	13	1,031	-5,630
2	0,982	-20,360	14	1,020	-8,670
3	0,983	-16,490	15	1,046	-3,390
4	0,994	-16,940	16	1,046	-3,350
5	0,999	-20,220	17	1,050	-1,320
6	1,063	-21,670	18	1,049	-0,890
7	1,063	-3,980	19	1,048	-2,520
8	1,043	-8,850	20	1,047	-1,790
9	1,003	-14,160	21	1,057	0,000
10	1,045	-16,940	22	1,061	3,820
11	1,020	-10,140	23	1,050	-0,680
12	1,023	-8,970	24	1,010	-8,110

Na Figura 8.13 são apresentados os perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 3 e 7.

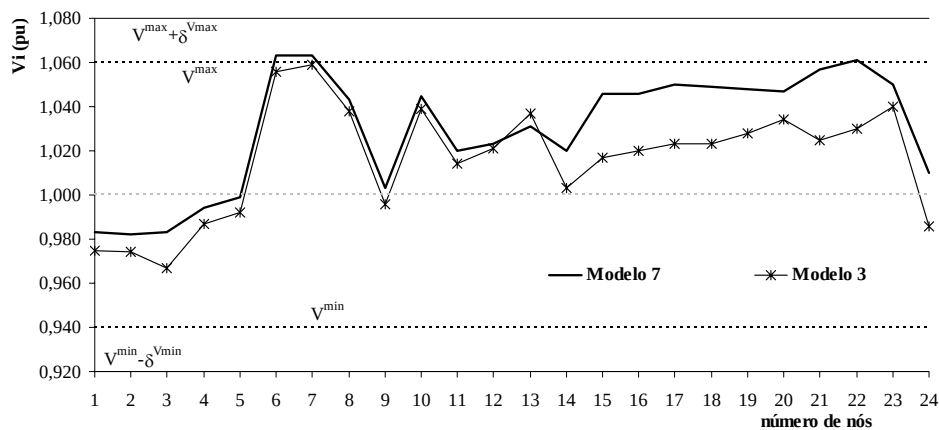


Figura 8.13 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelo Modelo 3 e pelo Modelo 7 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

As diferenças dos valores do módulo das tensões obtidos por estes dois modelos apresentam maior evidência nos nós 1 a 5 e 14 a 24, verificando-se que os valores obtidos

pelo Modelo 7 são superiores aos obtidos pelo Modelo 3. Este aumento dos valores do módulo das tensões corresponde à possibilidade de se admitirem violações ao limite de 1,06 pu conjuntamente com a possibilidade de se admitirem trânsitos de potência aparente superiores a 150,0 MVA no ramo 7-8 associados a um grau de pertença que se pretende maximizar.

O despacho integrado final obtido através do Modelo 7 é apresentado na Tabela 8.40. Esta tabela permite verificar que existem ajustes de potência activa alocados aos geradores ligados aos nós 7 e 15 de valor inferior aos obtidos pelo Modelo 3 para o Caso Cong. Neste caso, os ajustes correspondem a -6,45 MW e 6,45 MW nos geradores ligados aos nós 7 e 15, respectivamente.

Tabela 8.40 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 7 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	ΔPc_i (MW)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
1	0	0	94,00	-8,87	0	108,00	21,93
2	35,50	0	35,50	-48,15	0	97,00	19,70
3	-	-	-	-	0	180,00	36,55
4	-	-	-	-	0	0	0
5	-	-	-	-	0	71,00	14,42
6	-	-	-	-	0	136,00	27,62
7	0	-6,45	278,55	26,14	0	125,00	25,38
8	-	-	-	-	0	0	0
9	-	-	-	-	0	175,00	35,54
10	-	-	-	-	0	195,00	39,60
11	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-
13	0	0	460,00	37,29	0	265,00	53,81
14	-	-	-	-	0	194,00	39,39
15	0	6,45	211,45	90,33	0	317,00	64,37
16	0	0	155,00	70,00	0	100,00	20,31
17	-	-	-	-	-	-	-
18	0	0	250,00	22,59	0	333,00	67,62
19	-	-	-	-	0	0	0
20	-	-	-	-	0	128,00	25,99
21	0	0	300,00	30,57	-	-	-
22	0	0	205,00	-16,15	-	-	-
23	0	0	470,00	10,90	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-

O despacho de potência reactiva apresenta algumas diferenças em termos de valores alocados aos respectivos geradores relativamente ao obtido pelo Modelo 3 permitindo, como é compreensível, efectuar o controlo de tensão e garantir o suporte de potência reactiva necessário ao sistema de modo que o valor da função objectivo seja máximo e

diminuir ainda o valor da restrição adicional correspondente à expressão relaxada da função objectivo do Modelo 3.

Na Tabela 8.41 são apresentados os valores dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva notando-se, entre outros aspectos, que alguns preços de potência reactiva trocaram de sinal devido ao facto do impacto na potência activa de perdas ser diferente se ocorrer um aumento da carga reactiva nesses nós.

Tabela 8.41 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 7 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	102,302	0,000	13	100,232	0,000
2	102,335	-0,022	14	100,735	0,086
3	101,234	0,365	15	100,004	0,040
4	101,465	0,062	16	99,967	0,019
5	102,223	-0,151	17	99,669	0,004
6	101,998	-1,815	18	99,609	0,000
7	-120,000	0,000	19	99,822	0,007
8	99,007	0,341	20	99,700	0,013
9	100,763	0,112	21	99,480	0,000
10	101,074	-0,551	22	98,914	0,000
11	100,879	-0,041	23	99,524	0,000
12	100,746	-0,055	24	100,922	0,328

O custo de operação do sistema corresponde, neste caso, a 2696,90 € e o grau de satisfação obtido corresponde a 0,839. O ramo 7-8 apresenta um trânsito de potência activa de 153,63 MW e um trânsito de potência aparente de 153,64 MVA. Estes valores encontram-se dentro do limite de capacidade deste ramo considerando a tolerância de 15% especificada.

8.4 Resultados do OS utilizando os Modelos 8 a 11

Os Modelos 8 a 11 correspondem a problemas de optimização do tipo inteiro misto para os quais se adoptou o segundo algoritmo de solução híbrido desenvolvido utilizando a meta-heurística EPSO. O número de partículas considerado para o EPSO em todos os casos de estudo apresentados nesta secção corresponde a 8.

Assim, estes modelos consideram componentes de rede de natureza discreta, tais como transformadores com tomadas de tensão, baterias de condensadores e de indutâncias. É ainda possível considerar nestes modelos compensadores síncronos.

No algoritmo de solução utilizado considerou-se que os valores iniciais dos componentes discretos correspondiam a: (i) as tomadas dos transformadores com regulação de tensão na posição nominal – taxa de regulação de 0% – e (ii) as baterias de condensadores e de indutâncias desligadas da rede.

Estes modelos foram aplicados aos mesmos casos de estudo considerados para os Modelos 1 a 7 (modelos correspondentes a problemas de optimização contínuos).

Os dados referentes aos equipamentos apresentando funcionamento de natureza discreta estão disponíveis nas Tabelas B.8, B.9 e B.10 do Anexo B enquanto que a Tabela B.6 se refere a um compensador síncrono.

8.4.1 Modelo 8

O Modelo 8 corresponde a um problema de optimização de despacho integrado para mercados de energia eléctrica mistos admitindo a possibilidade de se efectuarem ajustes cruzados entre agentes despachados pelo OM e agentes associados aos contratos bilaterais físicos.

A. Caso Base

A posição final da tomada de tensão dos transformadores com regulação de tensão existentes corresponde a:

- no transformador ligado aos nós 3 e 24 a tomada encontra-se na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 9 e 11 tem a tomada do primário ligada na posição correspondente a +5,0%;
- o transformador ligado entre os nós 9 e 12 tem a sua tomada do primário ligada na posição correspondente à taxa de regulação de -2,5%;
- o transformador ligado entre os nós 10 e 11 tem a sua tomada do primário ligada na posição correspondente a -2,5%;
- o transformador ligado entre os nós 10 e 12 tem a sua tomada do primário ligada numa posição correspondente a +2,0%.

Na Tabela 8.42 apresentam-se os escalões ligados da bateria de condensadores ligada ao nó 14. Os escalões 3 e 5 estão desligados e os escalões 1, 2 e 4 estão ligados.

Tabela 8.42 – Escalões ligados da bateria de condensadores, Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE
(Modelo 8).

nó p	escalon 1 $\tau_p^C = 1$	escalon 2 $\tau_p^C = 2$	escalon 3 $\tau_p^C = 3$	escalon 4 $\tau_p^C = 4$	escalon 5 $\tau_p^C = 5$
14	ligado	ligado	desligado	ligado	desligado

A Tabela 8.43 apresenta os escalões ligados da bateria de indutâncias ligada ao nó 6. O escalão 5 está na posição de desligado enquanto que os restantes estão ligados.

Tabela 8.43 – Escalões ligados da bateria de indutâncias, Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE
(Modelo 8).

nó q	escalon 1 $\tau_q^B = 1$	escalon 2 $\tau_q^B = 2$	escalon 3 $\tau_q^B = 3$	escalon 4 $\tau_q^B = 4$	escalon 5 $\tau_q^B = 5$
6	ligado	ligado	ligado	ligado	desligado

O módulo e fase das tensões obtidos são apresentados na Tabela 8.44. Verifica-se, neste caso, que o valor do módulo da tensão no nó 6 apresenta um valor de 1,009 pu, muito inferior ao obtido pelo Modelo 4 (problema contínuo), devido à ligação da bateria de indutâncias reduzindo o forte efeito capacitivo associado à admitância *shunt* do ramo 6-10. O módulo da tensão no nó 14 apresenta agora um valor superior ao obtido pelo Modelo 4 devido à influência dos escalões ligados da bateria de condensadores e da potência reactiva injectada pelo compensador síncrono ligado também ao nó 14.

Tabela 8.44 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 8 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,999	-26,530	13	1,060	-8,930
2	1,001	-26,610	14	1,058	-10,920
3	0,997	-19,640	15	1,060	-4,330
4	1,005	-22,300	16	1,060	-4,500
5	0,983	-27,380	17	1,060	-1,700
6	1,009	-26,160	18	1,059	-1,020
7	1,060	-5,800	19	1,058	-4,820
8	1,039	-11,630	20	1,056	-4,740
9	1,018	-17,980	21	1,060	0,000
10	1,029	-21,410	22	1,060	4,800
11	1,037	-13,220	23	1,060	-3,760
12	1,036	-12,480	24	1,021	-9,860

Através da Figura 8.14 verifica-se que o perfil do módulo das tensões obtido através do Modelo 8 é mais uniforme do que o obtido pelo Modelo 4. Este aspecto reflecte-se no valor das perdas activas do sistema obtido em ambos modelos. Com efeito, no Modelo 4 a potência activa de perdas era de 50,31 MW enquanto que agora esta potência tem o valor de 48,84 MW.



Figura 8.14 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 4 e 8 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

Na Tabela 8.45 apresenta-se o despacho integrado final considerando, agora, os componentes discretos de rede e um compensador síncrono ligado ao nó 14.

Não existem restrições do problema activas pelo que não existe corte de carga nem alterações aos contratos iniciais. Há a registar apenas o ajuste de potência activa alocado ao gerador despachado pelo OM ligado ao nó 2 para compensar as perdas activas do sistema no valor de 48,84 MW. O compensador síncrono ligado ao nó 14 produz uma potência reactiva de 91,41 Mvar.

Relativamente aos preços marginais nodais de potência activa e reactiva, apresentados na Tabela 8.46, verifica-se que os preços marginais nodais de potência activa aqui obtidos são idênticos aos obtidos pelo Modelo 4. Quanto aos preços marginais nodais de potência reactiva verificam-se algumas alterações nos valores obtidos em alguns nós do sistema. Por exemplo, no nó 6 obtém-se agora um valor de 0,200 €/Mvar.h enquanto que no Modelo 4 se tinha obtido -1,273 €/Mvar.h. Esta alteração deve-se à influência da bateria de indutâncias ligada à rede neste mesmo nó 6.

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 8.45 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	Agentes associados ao Pool					Agentes com Contratos Bilaterais			
	ΔPg_i^{perd} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
1	0	94,00	17,28	108,00	21,93	-	-	10,00	2,03
2	48,84	48,84	18,15	97,00	19,70	-	-	20,00	4,06
3	-	-	-	180,00	36,55	-	-	-	-
4	-	-	-	0	0	-	-	15,00	3,76
5	-	-	-	71,00	14,42	-	-	72,00	14,62
6	-	-	-	136,00	27,62	-	-	-	-
7	0	285,00	46,74	125,00	25,38	52,00	-15,73	30,00	7,52
8	-	-	-	0	0	-	-	-	-
9	-	-	-	175,00	35,54	-	-	16,00	3,25
10	-	-	-	195,00	39,60	-	-	16,00	2,28
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	0	460,00	118,06	265,00	53,81	61,00	22,47	45,00	13,13
14	-	-	-	194,00	39,39	-	-	10,00	2,51
15	0	205,00	89,67	317,00	64,37	26,00	61,81	-	-
16	0	155,00	37,99	100,00	20,31	51,00	4,70	10,00	2,03
17	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	0	250,00	66,28	333,00	67,62	60,00	3,37	38,00	9,52
19	-	-	-	0	0	-	-	35,00	10,21
20	-	-	-	128,00	25,99	-	-	44,00	8,94
21	0	300,00	-24,34	-	-	59,00	-22,05	-	-
22	0	205,00	-27,21	-	-	52,00	-13,50	-	-
23	0	470,00	-3,89	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 8.46 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 8 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	102,056	0,000	13	99,198	0,000
2	102,080	0,000	14	99,536	0,000
3	100,014	0,537	15	98,596	0,000
4	100,962	0,228	16	98,636	0,000
5	102,385	0,430	17	98,225	-0,004
6	101,736	0,200	18	98,125	0,000
7	95,840	0,000	19	98,661	0,009
8	97,574	0,314	20	98,630	0,018
9	99,768	0,239	21	98,000	0,000
10	100,294	0,214	22	97,298	0,000
11	99,858	0,174	23	98,472	0,000
12	99,765	0,186	24	99,637	0,389

O valor da função objectivo corresponde a 1758,36 €. Este valor é inferior ao obtido através do Modelo 4 devido à redução das perdas activas verificadas no sistema pela ligação dos componentes discretos. Os trânsitos de potência activa e aparente no ramo 7-8 correspondem a 182,09 MW e a 182,10 MVA, respectivamente.

O tempo total de processamento foi de 1327,3 segundos, correspondendo ao SLP primal e ao EPSO 1258,9 segundos (blocos E e F da Figura 7.4 apresentada no Capítulo 7) e ao SLP primal/dual o tempo de 68,4 segundos (bloco H da Figura 7.4 apresentada no Capítulo 7).

O número de iterações realizado pelo EPSO foi de 22113, tendo o critério de paragem correspondido à realização de 2400 iterações sem melhoria do valor obtido pela função de avaliação, para um enxame possuindo 8 partículas. Finalmente, o número de iterações do SLP primal/dual realizado no bloco H já referido foi de 87.

B. Caso Cong

Neste caso, o limite do trânsito de potência aparente no ramo 7-8 foi reduzido de 200,0 MVA para 150,0 MVA.

A posição final da tomada de tensão dos transformadores corresponde a:

- no transformador ligado aos nós 3 e 24 a tomada está na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 9 e 11 tem a tomada do primário ligada na posição correspondente a +2,5%;
- o transformador ligado entre os nós 9 e 12 tem a sua tomada do primário ligada na posição correspondente a -2,5%;
- o transformador ligado entre os nós 10 e 11 tem a sua tomada ligada na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 10 e 12 tem a sua tomada do primário ligada na posição correspondente a +2,0%.

Na Tabela 8.47 apresentam-se os escalões ligados da bateria de condensadores ligada ao nó 14. Com excepção do escalão 5, todos os outros escalões se encontram ligados.

Tabela 8.47 – Escalões ligados da bateria de condensadores, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 8).

nó p	escalaço 1 $\tau_p^C = 1$	escalaço 2 $\tau_p^C = 2$	escalaço 3 $\tau_p^C = 3$	escalaço 4 $\tau_p^C = 4$	escalaço 5 $\tau_p^C = 5$
14	ligado	ligado	ligado	ligado	desligado

Os escalões ligados da bateria de indutâncias ligada ao nó 6 estão indicados na Tabela 8.48. Apenas o terceiro escalaço da bateria se apresenta desligado.

Tabela 8.48 – Escalões ligados da bateria de indutâncias, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 8).

nó q	escalaço 1 $\tau_q^B = 1$	escalaço 2 $\tau_q^B = 2$	escalaço 3 $\tau_q^B = 3$	escalaço 4 $\tau_q^B = 4$	escalaço 5 $\tau_q^B = 5$
6	ligado	ligado	desligado	ligado	ligado

A Tabela 8.49 apresenta os valores obtidos para o módulo e para a fase das tensões.

Tabela 8.49 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 8 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	1,016	-27,800	13	1,044	-9,610
2	1,016	-27,880	14	1,043	-11,400
3	0,997	-20,470	15	1,059	-4,510
4	1,007	-23,540	16	1,059	-4,730
5	0,997	-28,590	17	1,060	-1,820
6	1,027	-27,450	18	1,060	-1,080
7	1,060	-9,540	19	1,057	-5,190
8	1,042	-14,330	20	1,056	-5,220
9	1,010	-19,090	21	1,060	0,000
10	1,040	-22,740	22	1,060	4,760
11	1,026	-14,060	23	1,060	-4,310
12	1,029	-13,420	24	1,019	-10,280

Na Figura 8.15 podem observar-se os perfis do módulo das tensões obtidos através dos Modelos 4 e 8. Verifica-se que os componentes discretos ligados ao sistema e o compensador síncrono ligado ao nó 14 apresentam uma forte influência no módulo das tensões.

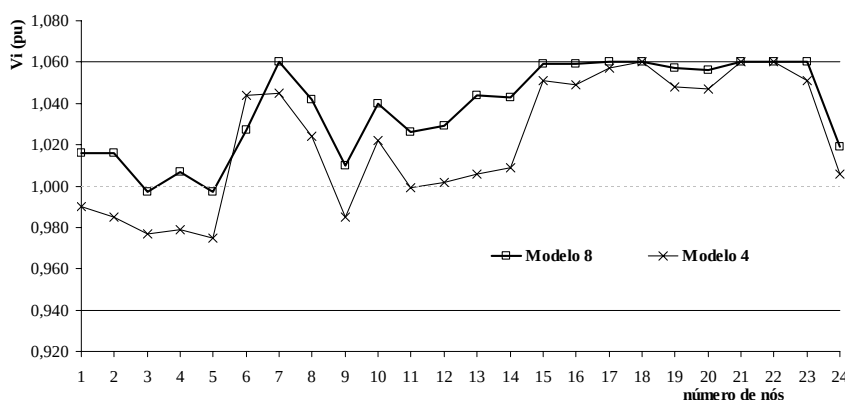


Figura 8.15 – Perfis do módulo das tensões obtidos através dos Modelos 4 e 8 para este Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

O despacho final de potência activa e reactiva apresentado na Tabela 8.50 mostra, também aqui, que as perdas activas do sistema diminuíram em 2,66 MW face ao valor obtido pelo Modelo 4 (50,03 MW). O gerador despachado pelo OM ligado ao nó 2 apresenta uma produção de potência activa de 47,37 MW referente à compensação das perdas activas verificadas no sistema.

Tabela 8.50 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	Agentes associados ao Pool						Agentes com Contratos Bilaterais				
	$\Delta P_{g_i}^{perd}$ (MW)	$\Delta P_{g_i}^{ajt}$ (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)	$\Delta P_{g_i}^{ajt}$ (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)
1	0	0	94,00	35,99	108,00	21,93	-	-	-	10,00	2,03
2	47,37	0	47,37	19,29	97,00	19,70	-	-	-	20,00	4,06
3	-	-	-	-	180,00	36,55	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	0	0	-	-	-	15,00	3,76
5	-	-	-	-	71,00	14,42	-	-	-	72,00	14,62
6	-	-	-	-	136,00	27,62	-	-	-	-	-
7	0	-11,28	273,72	47,95	125,00	25,38	-20,80	31,20	-16,88	30,00	7,52
8	-	-	-	-	0	0	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	175,00	35,54	-	-	-	16,00	3,25
10	-	-	-	-	195,00	39,60	-	-	-	16,00	2,28
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	0	0	460,00	88,10	265,00	53,81	0	61,00	-0,25	45,00	13,13
14	-	-	-	-	194,00	39,39	-	-	-	10,00	2,51
15	0	8,48	213,48	90,14	317,00	64,37	0	26,00	63,22	-	-
16	0	0	155,00	60,79	100,00	20,31	0	51,00	14,18	10,00	2,03
17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	0	0	250,00	74,40	333,00	67,62	0	60,00	5,26	38,00	9,52
19	-	-	-	-	0	0	-	-	-	35,00	10,21
20	-	-	-	-	128,00	25,99	-	-	-	44,00	8,94
21	0	0	300,00	-30,83	-	-	23,60	82,60	-19,53	-	-
22	0	0	205,00	-27,20	-	-	0	52,00	-13,45	-	-
23	0	0	470,00	25,92	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Os ajustes de potência activa dos geradores associados aos contratos bilaterais mantêm-se inalterados relativamente aos valores obtidos pelo Modelo 4. Contudo, os geradores despachados pelo OM apresentam uma ligeira diminuição em valor absoluto nos ajustes de potência activa obtidos comparativamente com os obtidos pelo Modelo 4 para este Caso Cong.

O gerador despachado pelo OM ligado no nó 15 e o gerador associado aos contratos bilaterais ligado também ao nó 15 apresentam pontos de funcionamento que se encontram sobre uma das curvas limite do respectivo diagrama de capacidade. No primeiro caso, o ponto de funcionamento encontra-se sobre o limite da armadura e no segundo encontra-se sobre o limite de campo. Por sua vez, o compensador síncrono ligado ao nó 14 injecta na rede uma potência reactiva de 34,40 Mvar.

Na Tabela 8.51 apresentam-se os preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos. Também aqui se verificam algumas diferenças ao nível dos preços marginais nodais de potência reactiva. Por exemplo, o preço marginal de potência reactiva no nó 6 é agora de $-0,217$ €/Mvar.h enquanto que no Modelo 4 correspondia a $-2,205$ €/Mvar.h. No nó 8 verifica-se uma inversão de sinal do preço marginal da potência reactiva correspondendo ao impacto no valor da função objectivo (principalmente ao nível das perdas activas do sistema) contrário se ocorresse um aumento unitário da potência reactiva de uma carga ligada ao nó 8. Em relação aos preços marginais de potência activa verifica-se uma ligeira variação face aos obtidos pelo Modelo 4.

Tabela 8.51 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 8 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	103,548	0,000	13	100,692	0,000
2	103,571	0,000	14	100,993	0,000
3	101,413	0,459	15	100,001	0,013
4	102,435	0,081	16	100,055	0,000
5	103,778	0,219	17	99,625	0,005
6	103,089	-0,217	18	99,516	0,000
7	-120,000	0,000	19	100,104	0,009
8	99,339	-1,500	20	100,093	0,018
9	101,226	-0,030	21	99,358	0,000
10	101,719	-0,204	22	98,688	0,000
11	101,345	0,033	23	99,946	0,000
12	101,265	0,019	24	101,063	0,372

O valor da função objectivo é de 8465,92 € e os trânsitos de potência activa e aparente no ramo 7-8 correspondem a 149,99 MW e a 150,00 MVA. O tempo total de processamento foi de 1146,9 segundos dos quais 1087,6 segundos corresponderam ao SLP primal e ao EPSO (blocos E e F da Figura 7.4 apresentada no Capítulo 7). O SLP primal/dual demorou 59,3 segundos a convergir (blocos H da Figura 7.4 apresentada no Capítulo 7). O número de iterações realizadas pelo EPSO foi de 16911 atingindo 2400 iterações sem melhoria da função de avaliação, para um enxame com 8 partículas. O número de iterações realizado pelo SLP primal/dual foi de 54.

Na Figura 8.16 apresentam-se os perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos pelo Modelo 8 para os dois casos de aplicação considerados. Os preços marginais nodais de potência activa apresentam uma evolução uniforme em todo o sistema nos dois casos, com excepção do preço obtido no nó 7 no Caso Cong. O preço marginal da potência activa no nó 7 obtido para o Caso Cong, $-120,000$ €/MW.h, corresponde ao impacto sentido pela função objectivo admitindo um aumento de 1 MW da carga ligada ao nó 7, de que resulta uma variação do ajuste do gerador despachado pelo OM ligado ao nó 7 de $-1,00$ MW com uma oferta de ajuste de $120,00$ €/MW.h. Contudo, o perfil dos preços marginais nodais de potência activa obtido através deste modelo é semelhante ao obtido com o Modelo 4. Os preços marginais nodais de potência reactiva apresentam em ambos os casos um perfil variável nos nós 2 a 13, reflectindo a área do sistema mais debilitada em termos de controlo de tensão/suporte de potência reactiva.

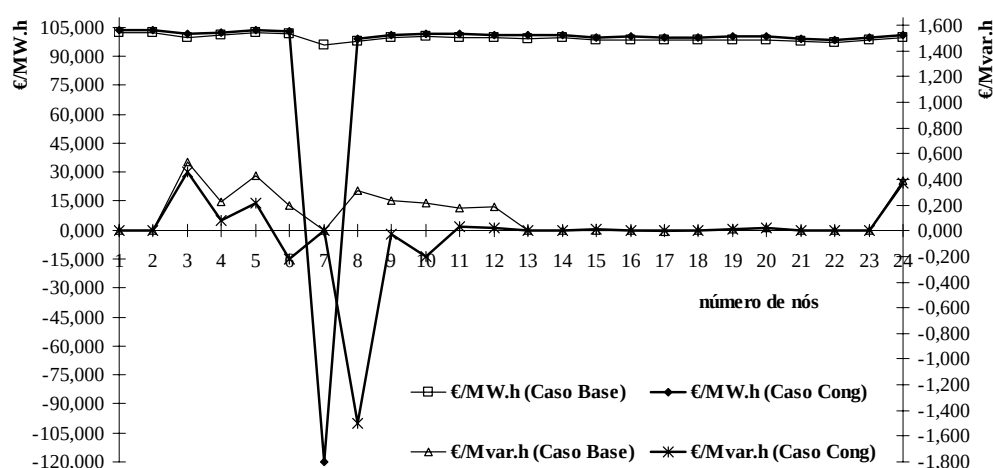


Figura 8.16 – Perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 8 para o Caso Base e para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

8.4.2 Modelo 9

O Modelo 9 corresponde a um problema de optimização desenvolvido para mercados de energia eléctrica do tipo misto, mantendo os subsistemas associados ao OM e aos contratos bilaterais físicos. Estes subsistemas encontram-se, no entanto, separados em termos de ajustes de potência activa eventualmente necessários para ultrapassar violações de restrições técnicas. Portanto, neste modelo não são permitidas transferências de ajustes de potência activa entre agentes despachados pelo OM e agentes associados aos contratos bilaterais físicos. Assim, este modelo corresponde a uma evolução do Modelo 8 e também à versão inteira mista do Modelo 5.

A. Caso Base

Na solução obtida para este caso, os transformadores com regulação de tensão apresentam a sua tomada ligada na posição:

- no transformador ligado aos nós 3 e 24, a tomada do primário está na posição correspondente a +2,0%;
- o transformador ligado entre os nós 9 e 11 tem a tomada do primário ligada na posição correspondente a +5,0%;
- o transformador ligado entre os nós 9 e 12 tem a sua tomada do primário ligada na posição correspondente a -5,0%;
- o transformador ligado entre os nós 10 e 11 tem a sua tomada do primário ligada na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 10 e 12 tem a sua tomada do primário ligada na posição correspondente a +4,0%.

A Tabela 8.52 indica os escalões da bateria de condensadores ligada ao nó 14 que estão ligados e os que estão desligados. Os escalões 1 e 2 correspondem a escalões ligados e os restantes escalões apresentam-se desligados.

Tabela 8.52 – Escalões ligados da bateria de condensadores, Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 9).

nó p	escalaço 1 $\tau_p^C = 1$	escalaço 2 $\tau_p^C = 2$	escalaço 3 $\tau_p^C = 3$	escalaço 4 $\tau_p^C = 4$	escalaço 5 $\tau_p^C = 5$
14	ligado	ligado	desligado	desligado	desligado

Na Tabela 8.53 é apresentado o estado dos escalões da bateria de indutâncias ligada ao nó 6. Os escalões 1 a 4 estão ligados e o escalaço 5 apresenta-se desligado.

Tabela 8.53 – Escalões ligados da bateria de indutâncias, Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 9).

nó q	escalaço 1 $\tau_q^B = 1$	escalaço 2 $\tau_q^B = 2$	escalaço 3 $\tau_q^B = 3$	escalaço 4 $\tau_q^B = 4$	escalaço 5 $\tau_q^B = 5$
6	ligado	ligado	ligado	ligado	desligado

O módulo e a fase das tensões obtidos são apresentados na Tabela 8.54.

Tabela 8.54 – Módulo e fase das tensões obtidos com o Modelo 9 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	1,029	-26,370	13	1,060	-8,960
2	1,027	-26,410	14	1,056	-10,910
3	1,011	-19,670	15	1,060	-4,330
4	1,017	-22,200	16	1,060	-4,510
5	1,014	-27,110	17	1,060	-1,710
6	1,051	-26,050	18	1,059	-1,020
7	1,060	-5,780	19	1,058	-4,840
8	1,045	-11,670	20	1,056	-4,770
9	1,019	-17,870	21	1,060	0,000
10	1,060	-21,450	22	1,060	4,800
11	1,037	-13,230	23	1,060	-3,790
12	1,044	-12,570	24	1,019	-9,840

Mais uma vez, se verifica que os componentes discretos que se encontram ligados apresentam uma influência significativa no módulo das tensões, nomeadamente, nos nós onde se encontram conectados. Assim, a Figura 8.17 permite observar que o perfil do módulo das tensões obtido pelo Modelo 9 é mais regular do que o obtido pelo Modelo 5.

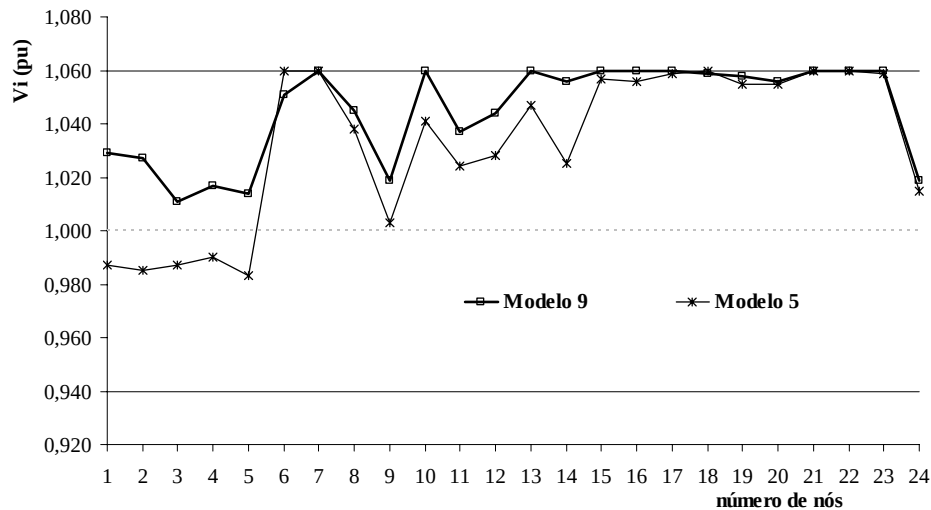


Figura 8.17 – Perfis do módulo da tensão obtidos com os Modelos 5 e 9 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

O despacho integrado final obtido com o Modelo 9 é idêntico ao obtido com o Modelo 8, apresentado na Tabela 8.45. Existem pequenas diferenças determinadas, sobretudo, pelos componentes discretos ligados em um e em outro modelo. Também aqui, não se verificam alterações de potência activa referentes aos contratos iniciais dos agentes despachados pelo OM e dos que estão associados a contratos bilaterais físicos. Deste modo, apenas se referem em seguida os aspectos mais pertinentes neste caso:

- a potência reactiva injectada no nó 14 pelo compensador síncrono corresponde a 83,99 Mvar;
- as perdas activas verificadas no sistema são também neste caso compensadas na íntegra pelo gerador despachado pelo OM ligado ao nó 2 no valor de 48,76 MW.

Na Tabela 8.55 são apresentados os preços marginais nodais de potência reactiva e os de potência activa correspondentes aos dois subsistemas de transacção: Operador de Mercado, $\rho_i^{OM}(P)$, e contratos bilaterais, $\rho_i^{CB}(P)$.

O valor da função objectivo corresponde, neste caso, a 1754,42 €. O tempo total de processamento foi de 824,4 segundos. Deste tempo, 802,5 segundos correspondem ao SLP primal e EPSO (blocos E e F da Figura 7.4 apresentada em 7.4.2 do Capítulo 7) e 21,9 segundos estão associados ao SLP primal/dual (bloco H da Figura 7.4 apresentada em 7.4.2 do Capítulo 7). O número de iterações realizado pelo EPSO foi de 12937, correspondendo ao critério de paragem referente ao máximo número de iterações sem melhoria da função

de avaliação fixado em 2400 iterações. Por sua vez, o SLP primal/dual realizou 68 iterações.

Tabela 8.55 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 9 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	103,211	101,812	0,000
2	103,237	101,838	0,000
3	101,354	99,954	0,518
4	102,221	100,821	0,252
5	103,525	102,125	0,340
6	102,894	101,495	-0,113
7	97,152	95,753	0,000
8	98,905	97,506	0,297
9	101,085	99,685	0,301
10	101,585	100,185	0,062
11	101,205	99,805	0,152
12	101,106	99,707	0,092
13	100,554	99,155	0,000
14	100,912	99,512	0,000
15	100,002	98,602	0,018
16	100,033	98,634	0,000
17	99,635	98,236	-0,004
18	99,542	98,143	0,000
19	100,043	98,643	-0,038
20	100,003	98,604	-0,031
21	99,399	98,000	0,000
22	98,709	97,310	0,000
23	99,847	98,447	0,000
24	101,021	99,622	0,396

Os preços marginais nodais de potência activa apresentam ligeiras diferenças comparativamente com os obtidos pelo Modelo 5. No entanto, em relação aos preços marginais nodais de potência reactiva verificam-se diferenças significativas em determinados nós do sistema, como se pode verificar através dos perfis obtidos pelos Modelos 5 e 9 representados na Figura 8.18. Estas diferenças nos preços marginais nodais de potência reactiva estão relacionadas com o facto do despacho de potência reactiva obtido com o Modelo 9 considerando componentes discretos ser também diferente do obtido com o Modelo 5 que não considera estes componentes de suporte de potência reactiva. As alterações dos preços marginais nodais de potência reactiva nos dois modelos

referidos chegam a incluir mesmo uma mudança de sinal no respectivo preço em alguns nós do sistema (nós 10, 19 e 20).

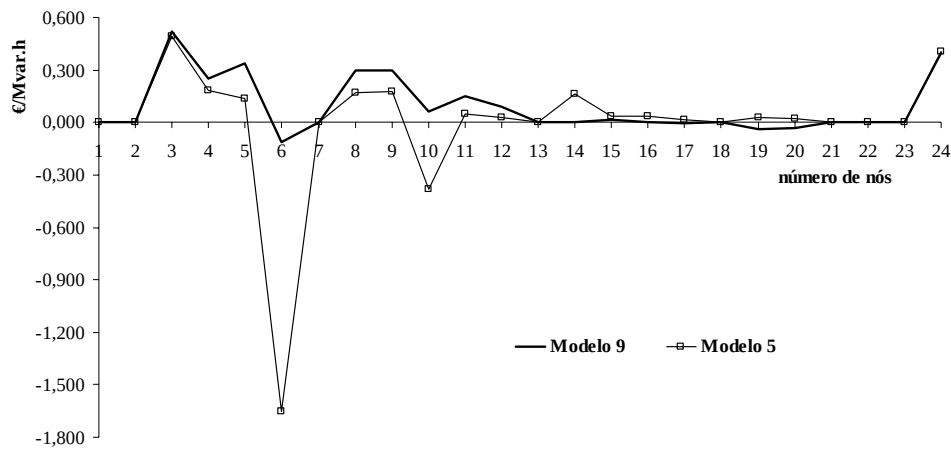


Figura 8.18 – Perfis dos preços marginais nodais de potência reactiva obtidos pelos Modelos 5 e 9 para o Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE.

B. Caso Cong

Nesta situação, o valor do limite do trânsito de potência aparente no ramo 7-8 foi reduzido de 200,0 MVA para 150,0 MVA. Nestas condições, os resultados correspondentes aos componentes discretos obtidos pela meta-heurística EPSO utilizando o segundo algoritmo de solução híbrido são apresentados em seguida.

A tomada de tensão dos transformadores com regulação está ligada na seguinte posição:

- no transformador ligado aos nós 3 e 24 a tomada está na posição nominal;
- no transformador ligado aos nós 9 e 11 a tomada do primário está ligada na posição correspondente a +5,0%;
- o transformador ligado entre os nós 9 e 12 tem a sua tomada do primário ligada na posição correspondente a -2,5%;
- o transformador ligado entre os nós 10 e 11 tem a tomada do primário ligada na posição referente a -2,5%;
- no transformador ligado entre os nós 10 e 12 a tomada do primário está ligada na posição correspondente a +4,0%.

A bateria de condensadores ligada ao nó 14 apresenta todos os escalões ligados, conforme apresentado na Tabela 8.56.

Tabela 8.56 – Escalões ligados da bateria de condensadores, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 9).

nó p	escalaço 1 $\tau_p^C = 1$	escalaço 2 $\tau_p^C = 2$	escalaço 3 $\tau_p^C = 3$	escalaço 4 $\tau_p^C = 4$	escalaço 5 $\tau_p^C = 5$
14	ligado	ligado	ligado	ligado	ligado

Também a bateria de indutâncias ligada ao nó 6 apresenta todos os seus escalões ligados, de acordo com os resultados apresentados na Tabela 8.57.

Tabela 8.57 – Escalões ligados da bateria de indutâncias, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 9).

nó q	escalaço 1 $\tau_q^B = 1$	escalaço 2 $\tau_q^B = 2$	escalaço 3 $\tau_q^B = 3$	escalaço 4 $\tau_q^B = 4$	escalaço 5 $\tau_q^B = 5$
6	ligado	ligado	ligado	ligado	ligado

Na Tabela 8.58 apresentam-se os valores obtidos para as tensões, em módulo e fase.

Tabela 8.58 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 9 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	1,011	-27,760	13	1,051	-9,610
2	1,010	-27,830	14	1,049	-11,390
3	0,998	-20,430	15	1,060	-4,490
4	1,008	-23,480	16	1,059	-4,720
5	0,991	-28,570	17	1,060	-1,810
6	1,009	-27,320	18	1,060	-1,070
7	1,060	-9,490	19	1,057	-5,160
8	1,041	-14,280	20	1,056	-5,190
9	1,016	-19,090	21	1,060	0,000
10	1,032	-22,650	22	1,060	4,780
11	1,030	-14,030	23	1,060	-4,260
12	1,028	-13,310	24	1,020	-10,260

Como se tem vindo a verificar ao longo desta secção correspondente aos modelos considerando componentes discretos, verifica-se de novo que os componentes discretos determinam uma melhoria ao nível dos valores de tensão obtidos.

A Figura 8.19 apresenta os perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 5 e 9. De acordo com esta figura, pode verificar-se que o perfil do módulo das tensões agora obtido se apresenta mais regular.

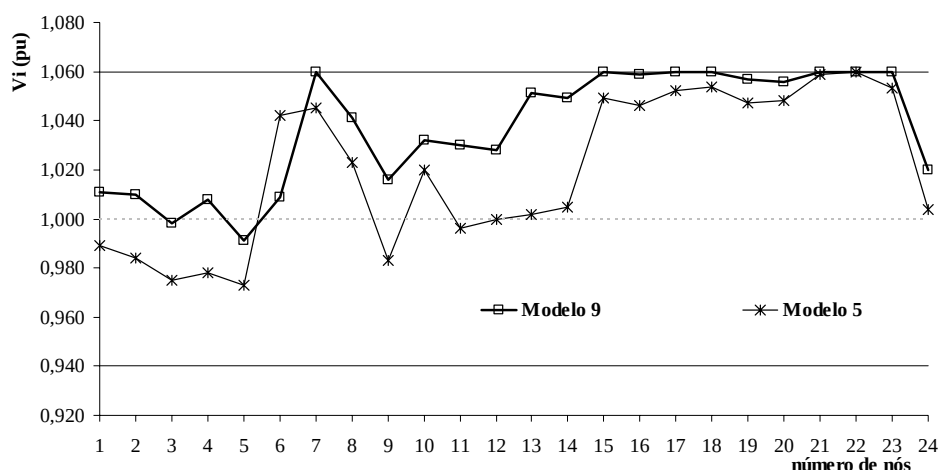


Figura 8.19 – Perfis do módulo das tensões obtidos através dos Modelos 5 e 9 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

O despacho integrado final obtido apresenta vários ajustes de potência activa em cada um dos subsistemas de transacção de energia eléctrica, não havendo, contudo, transferências de potência activa entre eles, como apresentado na Tabela 8.59.

Tabela 8.59 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 9 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	Agentes associados ao Pool						Agentes associados aos Contratos Bilaterais				
	$\Delta P g_i^{perd}$ (MW)	$\Delta P g_i^{ajt}$ (MW)	$P g_i^F$ (MW)	$Q g_i^F$ (Mvar)	$P c_i^F$ (MW)	$Q c_i^F$ (Mvar)	$\Delta P g_i^{ajt}$ (MW)	$P g_i^F$ (MW)	$Q g_i^F$ (Mvar)	$P c_i^F$ (MW)	$Q c_i^F$ (Mvar)
1	0	0	94,00	43,59	108,00	21,93	-	-	-	10,00	2,03
2	47,28	0	47,28	11,02	97,00	19,70	-	-	-	20,00	4,06
3	-	-	-	-	180,00	36,55	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	0	0	-	-	-	15,00	3,76
5	-	-	-	-	71,00	14,42	-	-	-	72,00	14,62
6	-	-	-	-	136,00	27,62	-	-	-	-	-
7	0	-11,27	273,73	48,14	125,00	25,38	-20,80	31,20	-16,48	30,00	7,52
8	-	-	-	-	0	0	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	175,00	35,54	-	-	-	16,00	3,25
10	-	-	-	-	195,00	39,60	-	-	-	16,00	2,28
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	0	0,41	460,41	107,33	265,00	53,81	0	61,00	13,42	45,00	13,13
14	-	-	-	-	194,00	39,39	-	-	-	10,00	2,51
15	0	10,00	215,00	90,00	317,00	64,37	0	26,00	63,22	-	-
16	0	0	155,00	52,56	100,00	20,31	0	51,00	9,88	10,00	2,03
17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	0	0	250,00	71,37	333,00	67,62	0	60,00	4,38	38,00	9,52
19	-	-	-	-	0	0	-	-	-	35,00	10,21
20	-	-	-	-	128,00	25,99	-	-	-	44,00	8,94
21	0	0	300,00	-29,41	-	-	20,80	79,80	-19,40	-	-
22	0	0,86	205,86	-27,18	-	-	0	52,00	-13,42	-	-
23	0	0	470,00	18,91	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Os ajustes de potência activa efectuados nos agentes despachados pelo OM correspondem a -11,27 MW, 0,41 MW, 10,00 MW e 0,86 MW alocados aos geradores ligados aos nós 7, 13, 15 e 22, respectivamente. Como foi referido, a soma destes ajustes é nula. Em relação aos agentes associados aos contratos bilaterais físicos, verifica-se a existência de ajustes de potência activa de -20,80 MW e de 20,80 MW nos geradores ligados aos nós 7 e 21.

A potência injectada no nó 14 pelo compensador síncrono corresponde a 48,38 Mvar e as perdas activas do sistema de 47,28 MW são integralmente compensadas pelo gerador despachado pelo OM ligado ao nó 2.

Os preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos através deste modelo são apresentados na Tabela 8.60.

Tabela 8.60 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 9 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	107,878	102,204	0,000
2	107,899	102,226	0,000
3	105,731	100,058	0,486
4	106,757	101,084	0,110
5	108,155	102,481	0,328
6	107,496	101,823	0,103
7	-120,000	-125,673	0,000
8	103,694	98,020	-1,022
9	105,552	99,878	0,024
10	106,071	100,398	-0,005
11	105,662	99,989	0,081
12	105,571	99,897	0,103
13	105,000	99,327	0,000
14	105,305	99,631	0,000
15	104,314	98,640	0,019
16	104,366	98,693	0,000
17	103,938	98,265	0,004
18	103,830	98,156	0,000
19	104,404	98,731	-0,041
20	104,393	98,720	-0,008
21	103,673	98,000	0,000
22	103,000	97,327	0,000
23	104,248	98,575	0,000
24	105,376	99,703	0,376

O valor da função objectivo é de 8471,65 € e os trânsitos de potência activa e aparente no ramo 7-8 correspondem, neste caso, a 149,99 MW e a 150,00 MVA.

O tempo total de processamento foi de 918,8 segundos, correspondendo ao SLP primal e ao EPSO o tempo de 898,3 segundos (blocos E e F da Figura 7.4) e ao SLP primal/dual o tempo de 20,5 segundos (bloco H da Figura 7.4). O número de iterações realizado pelo EPSO foi de 15862, atingindo o critério relativo ao número máximo de iterações sem melhoria da função de avaliação especificado em 2400. Por sua vez, o SLP primal/dual foi executado em 60 iterações.

A Figura 8.20 apresenta os perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos através do Modelo 9 para as duas situações analisadas. Os perfis dos preços marginais nodais de potência activa obtidos para os subsistemas OM e contratos bilaterais físicos são semelhantes em ambos os casos. Também, neste caso, os preços marginais nodais de potência reactiva obtidos apresentam um perfil variável entre os nós 2 a 13. Esta variação de preços marginais da potência reactiva relaciona-se com a influência dos componentes discretos ligados ao sistema associados à existência ou não de congestionamento do ramo 7-8.

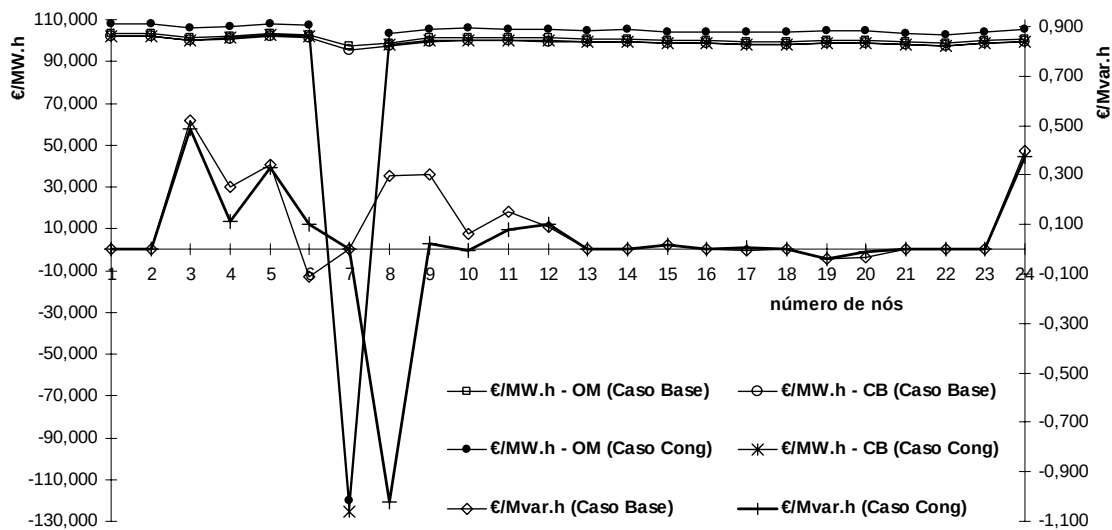


Figura 8.20 – Perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos nos dois casos de estudo da rede teste de 24 nós do IEEE através do Modelo 9.

8.4.3 Modelo 10

O Modelo 10 corresponde a uma versão difusa do Modelo 8 apresentando-se em seguida os resultados obtidos apenas para o caso em que há a necessidade de resolução de restrições técnicas. Como foi referido nas subsecções correspondentes aos Modelos 6 e 7,

modelos estes também de natureza difusa, verifica-se que a diferença entre os modelos de natureza determinística e os de índole difusa quando aplicados a problemas não apresentando violação de restrições técnicas correspondia essencialmente a uma ligeira alteração ao nível das perdas activas verificadas no sistema.

Nesta simulação, e para além do aspecto referido sobre a formulação do problema ser do tipo difuso, as perdas activas do sistema poderiam aparecer ainda mais afectadas na medida em que este Modelo 10 considera também os componentes discretos existentes na rede.

Considerando então a redução do limite do trânsito de potência aparente no ramo 7-8 de 200,0 MVA para 150,0 MVA, foram ainda especificados os seguintes parâmetros correspondentes ao modelo difuso:

- $FO^{des} = 7600,0 \text{ €}$ e $\delta^{FO} = 800,0 \text{ €}$;
- $\delta^{V \min} = \delta^{V \max} = 0,02 \text{ pu}$;
- $\delta_{ij}^{S_{ij}} = 15,0 \text{ \%}$.

A resolução do problema permitiu obter os resultados seguintes para a tomada de tensão dos transformadores:

- no transformador ligado aos nós 3 e 24 a tomada do primário está na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 9 e 11 tem a tomada do primário ligada na posição correspondente a $-5,0\%$;
- o transformador ligado entre os nós 9 e 12 tem a sua tomada do primário ligada na posição correspondente a $+5,0\%$;
- o transformador ligado entre os nós 10 e 11 tem a sua tomada do primário ligada na posição referente a $+5,0\%$;
- o transformador ligado entre os nós 10 e 12 tem a sua tomada do primário ligada na posição correspondente a $-4,0\%$.

A Tabela 8.61 apresenta os escalões da bateria de condensadores ligada ao nó 14 que se encontram em serviço. Os escalões 2 e 4 estão ligados e os escalões 1, 3 e 5 estão desligados.

Tabela 8.61 – Escalões ligados da bateria de condensadores, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 10).

nó p	escalon 1 $\tau_p^C = 1$	escalon 2 $\tau_p^C = 2$	escalon 3 $\tau_p^C = 3$	escalon 4 $\tau_p^C = 4$	escalon 5 $\tau_p^C = 5$
14	desligado	ligado	desligado	ligado	desligado

Na Tabela 8.62 apresenta-se o estado obtido para os escalões da bateria de indutâncias ligada ao nó 6. Assim, os escalões 2, 3 e 5 encontram-se desligados enquanto que os escalões 1 e 4 estão ligados.

Tabela 8.62 – Escalões ligados da bateria de indutâncias, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 10).

nó q	escalon 1 $\tau_q^B = 1$	escalon 2 $\tau_q^B = 2$	escalon 3 $\tau_q^B = 3$	escalon 4 $\tau_q^B = 4$	escalon 5 $\tau_q^B = 5$
6	ligado	desligado	desligado	ligado	desligado

O módulo e fase das tensões obtidos são apresentados na Tabela 8.63, onde se pode verificar que a tolerância especificada para os limites do módulo das tensões permitiu que em alguns nós do sistema o valor correspondente excedesse 1,06 pu.

Tabela 8.63 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 10 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	1,005	-27,470	13	1,048	-9,520
2	1,005	-27,550	14	1,049	-11,310
3	0,995	-20,310	15	1,063	-4,490
4	1,002	-23,270	16	1,063	-4,710
5	0,992	-28,330	17	1,062	-1,800
6	1,039	-27,340	18	1,061	-1,060
7	1,063	-9,140	19	1,060	-5,150
8	1,043	-14,000	20	1,058	-5,160
9	1,009	-18,900	21	1,063	0,000
10	1,040	-22,500	22	1,063	4,730
11	1,034	-13,930	23	1,061	-4,230
12	1,029	-13,290	24	1,021	-10,180

Na Tabela 8.64 apresenta-se o despacho final de potência activa e reactiva obtido pelo Modelo 10 proposto para o Operador de Sistema.

As perdas activas no sistema são totalmente compensadas pelo gerador despachado pelo OM ligado ao nó 2, no valor de 47,23 MW.

Os ajustes de potência activa alocados aos diversos agentes correspondem a:

- os geradores despachados pelo OM ligados aos nós 7 e 15 apresentam ajustes de –7,92 MW e 5,12 MW, respectivamente;
- os geradores associados aos contratos bilaterais ligados aos nós 7 e 21 são despachados com 31,20 MW e 82,60 MW correspondendo a ajustes de –20,80 MW e 23,60 MW, respectivamente.

Verifica-se assim que ocorre uma transferência de potência activa do subsistema associado ao OM para o subsistema de contratos bilaterais no valor de 2,80 MW. Desta forma, ocorrem ajustes de potência activa cruzados entre os agentes dos dois subsistemas de comercialização de energia eléctrica. Assinala-se, ainda, que o compensador síncrono ligado nó 14 injecta no sistema 96,41 Mvar.

Tabela 8.64 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 10 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	Agentes associados ao Pool						Agentes com Contratos Bilaterais					
	$\Delta P g_i^{perd}$ (MW)	$\Delta P g_i^{ajt}$ (MW)	$P g_i^F$ (MW)	$Q g_i^F$ (Mvar)	$P c_i^F$ (MW)	$Q c_i^F$ (Mvar)	$\Delta P g_i^{ajt}$ (MW)	$P g_i^F$ (MW)	$Q g_i^F$ (Mvar)	$P c_i^F$ (MW)	$Q c_i^F$ (MW)	
1	0	0	94,00	26,12	108,00	21,93	-	-	-	10,00	2,03	
2	47,23	0	47,23	3,97	97,00	19,70	-	-	-	20,00	4,06	
3	-	-	-	-	180,00	36,55	-	-	-	-	-	
4	-	-	-	-	0	0	-	-	-	15,00	3,76	
5	-	-	-	-	71,00	14,42	-	-	-	72,00	14,62	
6	-	-	-	-	136,00	27,62	-	-	-	-	-	
7	0	-7,92	277,09	46,86	125,00	25,38	-20,80	31,20	-17,28	30,00	7,52	
8	-	-	-	-	0	0	-	-	-	-	-	
9	-	-	-	-	175,00	35,54	-	-	-	16,00	3,25	
10	-	-	-	-	195,00	39,60	-	-	-	16,00	2,28	
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
13	0	0	460,00	96,72	265,00	53,81	0	61,00	2,74	45,00	13,13	
14	-	-	-	-	194,00	39,39	-	-	-	10,00	2,51	
15	0	5,12	210,12	90,45	317,00	64,37	0	26,00	63,22	-	-	
16	0	0	155,00	16,22	100,00	20,31	0	51,00	-4,05	10,00	2,03	
17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
18	0	0	250,00	71,92	333,00	67,62	0	60,00	16,66	38,00	9,52	
19	-	-	-	-	0	0	-	-	-	35,00	10,21	
20	-	-	-	-	128,00	25,99	-	-	-	44,00	8,94	
21	0	0	300,00	-23,95	-	-	23,60	82,60	-16,71	-	-	
22	0	0	205,00	-26,73	-	-	0	52,00	-13,10	-	-	
23	0	0	470,00	22,63	-	-	-	-	-	-	-	
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

A Tabela 8.65 apresenta os preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos através do Modelo 10. Verifica-se a existência de ligeiras alterações, relativamente aos resultados obtidos com o Modelo 8, nomeadamente nos preços marginais nodais de potência reactiva. Em particular, os preços obtidos para os nós 8, 9 e 10 apresentam agora

valores positivos, isto é, um aumento de carga reactiva nestes nós implica um aumento do valor da função objectivo referente ao modelo determinístico, nomeadamente, ao nível da parcela das perdas activas. O preço marginal de potência activa obtido no nó 7, -120,000 €/MW.h, tem a mesma interpretação que a referida em 8.4.1.B.

Tabela 8.65 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 10 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	103,530	0,000	13	100,681	0,000
2	103,553	0,000	14	100,982	0,000
3	101,444	0,585	15	100,002	0,022
4	102,472	0,276	16	100,053	0,000
5	103,770	0,152	17	99,625	0,005
6	103,137	-0,277	18	99,515	0,000
7	-120,000	0,000	19	100,101	0,026
8	99,511	0,377	20	100,079	0,010
9	101,284	0,329	21	99,359	0,000
10	101,790	0,061	22	98,693	0,000
11	101,346	0,121	23	99,932	0,000
12	101,283	0,172	24	101,065	0,435

O valor da função objectivo referente ao modelo determinístico corresponde a 7719,84 € e o grau de satisfação obtido é de 0,850. Os trânsitos de potência activa e aparente no ramo 7-8 correspondem agora a 153,39 MW e 153,39 MVA. Assim, como o limite de potência aparente era de 150,0 MVA verifica-se que foi utilizado 3,39 MVA da tolerância especificada para a capacidade deste ramo.

O tempo total de processamento despendido foi de 693,9 segundos, dos quais 663,6 segundos corresponderam ao SLP primal e ao EPSO, tendo os restantes 30,3 segundos sido utilizados pelo SLP primal/dual. O número de iterações realizado pelo EPSO foi de 11900, atingindo 2400 iterações sem se verificar melhoria no valor da função de avaliação. Finalmente, o problema SLP primal/dual final convergiu em 95 iterações.

A Figura 8.21 apresenta os perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos pelos Modelos 8 e 10 referentes ao caso de aplicação Caso Cong. Verifica-se uma significativa diferença nos preços marginais de potência reactiva, sobretudo, nos nós 8, 9 e 10. Esta diferença de preços está relacionada com a possibilidade de se admitirem violações dos limites do módulo das tensões e do limite do trânsito de potência aparente nos ramos, de acordo com a tolerância especificada para cada um deles, bem como com os

componentes discretos ligados ao sistema. Nestas condições, o ponto de funcionamento do sistema obtido com este modelo é diferente do obtido através do Modelo 8. Através do Modelo 10, os preços marginais de potência reactiva nestes nós 8, 9 e 10 indicam uma variação directa do valor da função objectivo referente ao problema determinístico com a variação da carga reactiva em cada um dos nós 8, 9 ou 10. Por exemplo, se se admitir um aumento da potência reactiva da carga ligada ao nó 8, atendendo aos trânsitos das potências aparente e reactiva nos ramos ligados ao nó 8 ($S_{7-8} = 153,39$ MVA e $Q_{7-8} = 1,30$ Mvar; $S_{8-9} = 57,80$ MVA e $Q_{8-9} = 9,44$ Mvar; $S_{8-10} = 95,75$ MVA e $Q_{8-10} = -15,05$ Mvar), constata-se que o gerador ligado ao nó 7 não deverá compensar este aumento. Com efeito, se este gerador aumentasse a sua produção de potência reactiva iria aumentar também o trânsito de potência reactiva bem como o trânsito de potência aparente no ramo 7-8 impondo, assim, uma redução no valor do grau de satisfação obtido. Nestas condições, a compensação do aumento da carga reactiva no nó 8 deverá ser realizada por outro recurso do sistema, nomeadamente o mais económico. A utilização desse outro recurso não deverá originar qualquer redução no grau de satisfação apresentando, no entanto, um aumento no valor das perdas activas do sistema e, portanto, um aumento do valor da função objectivo referente ao problema determinístico. Deste modo, o preço marginal de potência reactiva neste nó 8 corresponde ao valor positivo obtido através deste Modelo 10.

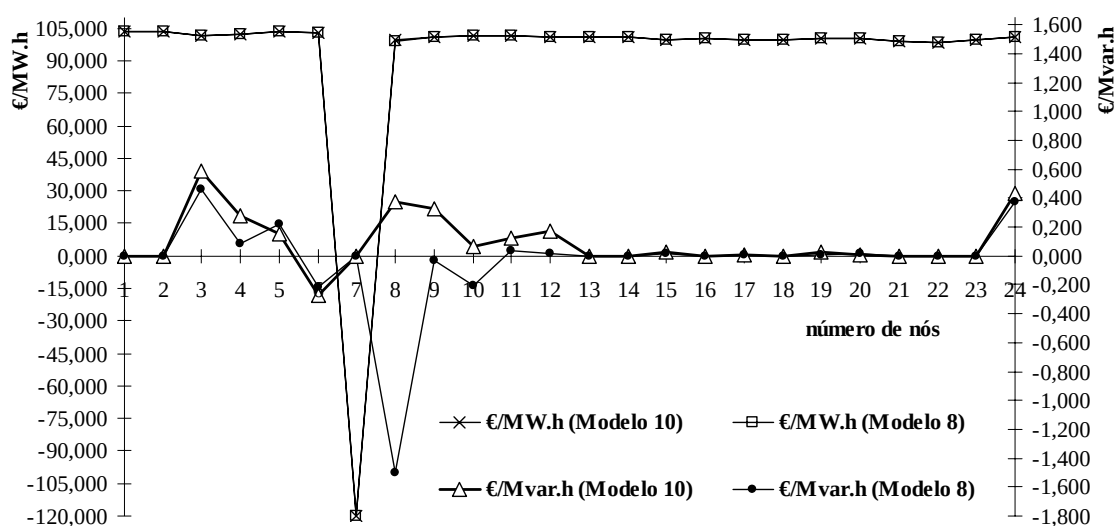


Figura 8.21 – Perfis dos preços marginais nodais obtidos pelos Modelos 8 e 10 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

Ao contrário, através do Modelo 8 o valor da função objectivo vê o seu valor reduzido com o aumento da carga reactiva no nó 8 pelo que o preço marginal de potência reactiva neste

nó corresponde a um valor negativo. Apresentando o ramo 7-8 um trânsito de potência aparente coincidente com o seu limite térmico, 150,0 MVA, e um trânsito de potência reactiva de $-0,89$ Mvar, se ocorrer um aumento de produção de potência reactiva do gerador ligado ao nó 7 para compensar um aumento da potência reactiva da carga ligada ao nó 8 verifica-se uma redução do trânsito de potência reactiva neste ramo e consequentemente uma redução do trânsito de potência aparente. Assim, seria possível reduzir o ajuste negativo de potência activa do gerador ligado ao nó 7 com o impacto na função objectivo correspondente ao valor do preço marginal de potência reactiva obtido para o nó 8.

8.4.4 Modelo 11

O Modelo 11 corresponde à versão difusa do Modelo 9, em que se considera a separação de ajustes de potência activa entre os dois subsistemas de contratação de energia eléctrica (mercado diário gerido pelo OM e contratos bilaterais físicos). Tal como no Modelo 10, também aqui se efectuou a aplicação deste modelo apenas na situação em que é necessário ultrapassar a violação de restrições de carácter meramente técnico.

Em particular, considerou-se de novo que o limite do trânsito de potência aparente no ramo 7-8 foi reduzido de 200,0 MVA para 150,0 MVA.

Os parâmetros especificados para as tolerâncias das restrições difusas são os seguintes:

- $FO^{des} = 7600,0 \text{ €}$ e $\delta^{FO} = 1000,0 \text{ €}$;
- $\delta^{V \min} = \delta^{V \max} = 0,02 \text{ pu}$;
- $\delta_{ij}^{S_{ij}} = 15,0 \text{ \%}$.

O algoritmo de resolução deste problema permitiu obter os valores seguintes para as tomadas dos transformadores com regulação de tensão:

- no transformador ligado entre os nós 3 e 24 a tomada está na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 9 e 11 tem a tomada do primário ligada na posição correspondente a $+2,5\%$;

- o transformador ligado entre os nós 9 e 12 tem a sua tomada ligada na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 10 e 11 tem a sua tomada do primário ligada na posição referente a $-2,5\%$;
- o transformador ligado entre os nós 10 e 12 tem a sua tomada do primário ligada na posição correspondente a $+2,0\%$.

A Tabela 8.66 apresenta os resultados obtidos para o estado dos escalões da bateria de condensadores ligada ao nó 14. Apenas o escalão 5 se apresenta desligado.

Tabela 8.66 – Escalões ligados da bateria de condensadores, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 11).

nó p	escalão 1 $\tau_p^C = 1$	escalão 2 $\tau_p^C = 2$	escalão 3 $\tau_p^C = 3$	escalão 4 $\tau_p^C = 4$	escalão 5 $\tau_p^C = 5$
14	ligado	ligado	ligado	ligado	desligado

Na Tabela 8.67 são indicados os escalões em serviço e fora de serviço da bateria de indutâncias ligada ao nó 6 do sistema. Neste caso, verifica-se que todos os escalões se encontram em serviço.

Tabela 8.67 – Escalões ligados da bateria de indutâncias, Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE (Modelo 11).

nó q	escalão 1 $\tau_q^B = 1$	escalão 2 $\tau_q^B = 2$	escalão 3 $\tau_q^B = 3$	escalão 4 $\tau_q^B = 4$	escalão 5 $\tau_q^B = 5$
6	ligado	ligado	ligado	ligado	ligado

O módulo e fase das tensões obtidos estão disponíveis na Tabela 8.68. Verifica-se que em alguns nós possuindo capacidade de regulação de tensão o módulo da tensão se encontra dentro da margem de relaxamento especificada para as restrições difusas correspondentes ao módulo da tensão.

O despacho integrado de potência activa e reactiva obtido através deste modelo é apresentado na Tabela 8.69. Os ajustes de potência activa alocados aos geradores associados a ambos subsistemas de contratação são totalmente compensados no seio do subsistema em que ocorrem, isto é, não há transferência de potência activa entre agentes despachados pelo OM e agentes com contratos bilaterais físicos.

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 8.68 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 11 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	1,047	-27,670	13	1,046	-9,450
2	1,047	-27,740	14	1,046	-11,300
3	1,012	-20,260	15	1,061	-4,460
4	1,030	-23,380	16	1,059	-4,660
5	1,013	-28,260	17	1,062	-1,780
6	1,023	-26,980	18	1,063	-1,060
7	1,063	-9,020	19	1,056	-5,080
8	1,046	-13,910	20	1,054	-5,070
9	1,026	-18,900	21	1,063	0,000
10	1,038	-22,320	22	1,063	4,740
11	1,035	-13,940	23	1,058	-4,130
12	1,028	-13,160	24	1,026	-10,250

Tabela 8.69 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 11 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	Agentes associados ao Pool						Agentes associados aos Contratos Bilaterais				
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
1	0,01	0	94,01	61,44	108,00	21,93	-	-	-	10,00	2,03
2	47,58	0	47,58	43,72	97,00	19,70	-	-	-	20,00	4,06
3	-	-	-	-	180,00	36,55	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	0	0	-	-	-	15,00	3,76
5	-	-	-	-	71,00	14,42	-	-	-	72,00	14,62
6	-	-	-	-	136,00	27,62	-	-	-	-	-
7	0	-7,96	277,04	46,19	125,00	25,38	-20,80	31,20	-17,46	30,00	7,52
8	-	-	-	-	0	0	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	175,00	35,54	-	-	-	16,00	3,25
10	-	-	-	-	195,00	39,60	-	-	-	16,00	2,28
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	0	0	460,00	85,93	265,00	53,81	0	61,00	-4,08	45,00	13,13
14	-	-	-	-	194,00	39,39	-	-	-	10,00	2,51
15	0	7,96	212,96	85,92	317,00	64,37	0	26,00	58,30	-	-
16	0	0	155,00	68,64	100,00	20,31	0	51,00	19,44	10,00	2,03
17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	0	0	250,00	62,10	333,00	67,62	0	60,00	-3,89	38,00	9,52
19	-	-	-	-	0	0	-	-	-	35,00	10,21
20	-	-	-	-	128,00	25,99	-	-	-	44,00	8,94
21	0	0	300,00	-19,28	-	-	20,80	79,80	-13,10	-	-
22	0	0	205,00	-26,56	-	-	0	52,00	-12,96	-	-
23	0	0	470,00	15,33	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

As perdas activas verificadas no sistema, 47,59 MW, são agora compensadas pelos geradores despachados pelo OM ligados aos nós 1 e 2 contribuindo com 0,01 MW e 47,58 MW, respectivamente. Assinala-se ainda que o valor agora obtido para a potência activa de perdas (47,59 MW) é superior ao obtido com o Modelo 10 referido na subsecção anterior

(47,23 MW). Este aumento decorre de o Modelo 11 ter sido obtido a partir do Modelo 10 a que se acrescentaram restrições destinadas a eliminar a possibilidade de ocorrerem ajustes cruzados entre os geradores despachados pelo OM e os que têm contratos bilaterais. Esta situação significa afinal que a integração de mais restrições num problema de optimização não permitirá melhorar o valor da função objectivo. Por sua vez, o compensador síncrono ligado ao nó 14 injecta 16,67 Mvar.

A Tabela 8.70 apresenta os valores obtidos para os preços marginais nodais de potência activa e reactiva. Obtêm-se preços marginais nodais de potência activa tanto para o subsistema associado ao OM como para o subsistema relativo aos contratos bilaterais físicos. Neste caso, os geradores despachados pelo OM ligados aos nós 7 e 15 correspondem ambos a geradores marginais de ajuste do subsistema associado ao OM. Em relação ao subsistema associado aos contratos bilaterais físicos o papel de gerador marginal de ajuste corresponde ao gerador ligado ao nó 21 com a oferta de ajuste no valor de 98,00 €/MW.h.

Tabela 8.70 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 11 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	103,528	102,164	0,000
2	103,548	102,184	0,000
3	101,341	99,977	0,252
4	102,326	100,962	-0,236
5	103,825	102,461	0,645
6	102,957	101,593	-0,211
7	-120,000	-121,364	0,000
8	98,915	97,551	-4,417
9	101,094	99,730	-0,614
10	101,567	100,203	-0,416
11	101,288	99,924	-0,147
12	101,194	99,831	-0,141
13	100,667	99,303	0,000
14	100,976	99,612	0,000
15	100,000	98,636	0,000
16	100,049	98,685	0,001
17	99,626	98,262	0,006
18	99,519	98,155	0,000
19	100,091	98,727	0,008
20	100,075	98,711	0,015
21	99,364	98,000	0,000
22	98,695	97,331	0,000
23	99,925	98,561	0,000
24	101,044	99,680	0,249

O valor da função objectivo referente ao modelo determinístico corresponde agora a 7748,60 €, sendo o grau de satisfação obtido de 0,850. O tempo total de processamento foi de 783,3 segundos, dos quais 770,8 segundos correspondem ao tempo gasto pelo SLP primal e pelo EPSO tendo o SLP primal/dual despendido 12,5 segundos.

O número de iterações realizado pelo EPSO foi de 13817 (número máximo de iterações sem melhoria da função de avaliação de 2400) e o SLP primal/dual realizou 53 iterações até atingir os critérios de convergência especificados.

Na Figura 8.22 são apresentados os perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos pelos Modelos 9 e 11 para o Caso Cong. Nesta figura verifica-se que os preços marginais de potência activa obtidos com os Modelos 9 e 11 são idênticos apresentando o mesmo perfil quer para o subsistema associado ao OM quer para o correspondente aos contratos bilaterais físicos. Relativamente aos preços marginais nodais de potência reactiva obtidos através destes dois modelos verificam-se algumas diferenças essencialmente nos preços correspondentes aos nós 3 a 6 e 8 a 12. Como referido na subsecção anterior, estas diferenças devem-se ao facto de o ponto de funcionamento do sistema obtido através de ambos os modelos ser diferente por força quer dos componentes discretos ligados quer pelo facto dos dois modelos serem também diferentes. Recorde-se que o Modelo 9 corresponde a um problema determinístico de despacho integrado enquanto que o Modelo 11 representa a versão difusa daquele problema de despacho integrado.

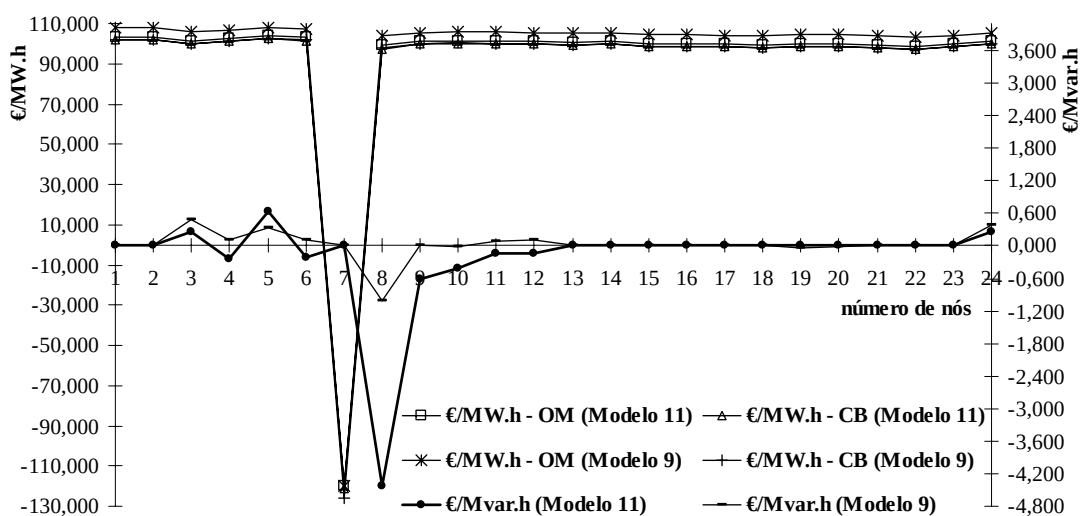


Figura 8.22 – Perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos pelos Modelos 9 e 11 para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE.

8.5 Convergência SQP versus SLP

Nesta secção são apresentadas informações relativas ao processo de convergência dos dois métodos de resolução dos problemas propostos utilizando a rede teste de 24 nós do IEEE. Os métodos considerados são o SQP adoptado para resolver o Modelo 1 e o SLP adoptado para resolver os restantes problemas possuindo natureza contínua.

Assim, a Figura 8.23 apresenta a evolução do valor da função objectivo obtida na resolução do Caso Base da rede teste de 24 nós pelo Modelo 1 através do método SQP, pelo Modelo 2 através do SLP e ainda pelo Modelo 6 através do SLP. Assinala-se que o Modelo 2 corresponde a uma versão linearizada do Modelo 1 e o Modelo 6 corresponde à sua versão difusa.

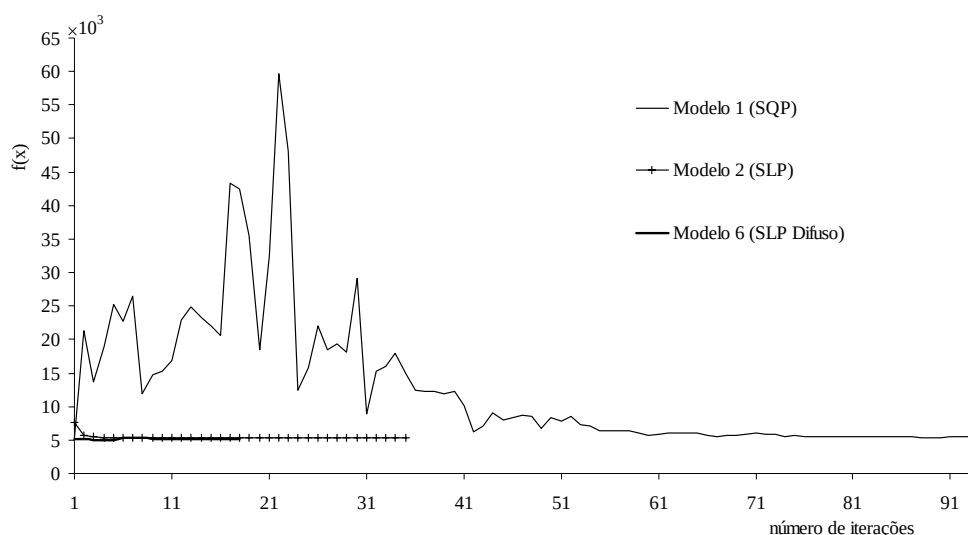


Figura 8.23 – Evolução do processo iterativo dos métodos SQP e SLP utilizados nos Modelos 1, 2 e 6 com a rede teste de 24 nós do IEEE para o Caso base.

A convergência do Caso Base da rede teste de 24 nós do IEEE correspondeu a:

- no Modelo 1 (SQP) foram realizadas 594 iterações com o tempo de cálculo correspondente a 699,3 segundos, o valor da função objectivo corresponde a 5268,23 € sendo as perdas activas do sistema de 36,77 MW;
- no Modelo 2 (SLP) foram realizadas 35 iterações com o tempo de cálculo de 6,8 segundos, o valor da função objectivo corresponde a 5268,26 € sendo as perdas activas do sistema de 36,77 MW;

- no Modelo 6 (SLP) foram realizadas 18 iterações e o tempo de cálculo correspondeu a 6,1 segundos. O valor da função objectivo correspondente ao grau de satisfação atingido foi de 0,444, apresentando a restrição adicional, referente à expressão da função objectivo do Modelo 2, o valor 5189,10 €. As perdas activas do sistema correspondem a 36,07 MW. Neste caso, os parâmetros de relaxação das restrições difusas foram os seguintes: $FO^{des} = 4800,0$ €, $\delta^{FO} = 700,0$ €, $\delta^{V_{min}} = \delta^{V_{max}} = 0,02$ pu e $\delta^{S_{ij}} = 15,0$ %.

Para o Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE, a convergência dos modelos referidos corresponde a uma evolução do valor da função objectivo conforme representado na Figura 8.24.

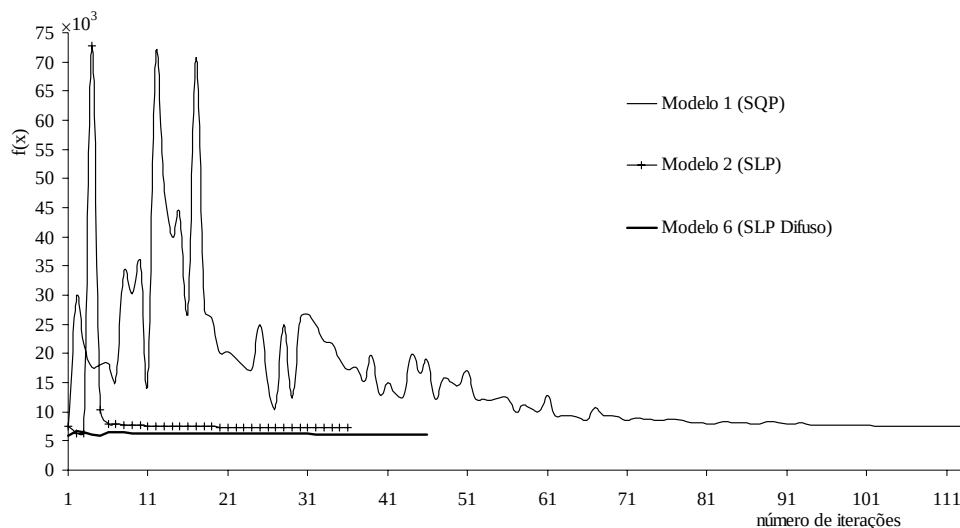


Figura 8.24 – Evolução do processo iterativo dos métodos SQP e SLP utilizados nos Modelos 1, 2 e 6 com a rede teste de 24 nós do IEEE para o caso com congestionamento.

A convergência do Caso Cong da rede teste de 24 nós do IEEE correspondeu a:

- no Modelo 1 (SQP) foram realizadas 587 iterações com o tempo de cálculo de 649,2 segundos. O valor da função objectivo corresponde a 7373,52 € e o valor das perdas activas do sistema foi de 35,43 MW;
- no Modelo 2 (SLP) foram realizadas 36 iterações com o tempo de cálculo de 8,2 segundos. O valor da função objectivo corresponde a 7389,72 € e o valor das perdas activas do sistema foi de 35,42 MW;

- no Modelo 6 (SLP) foram realizadas 46 iterações e o tempo de cálculo correspondeu a 17,1 segundos. O valor da função objectivo reflectindo o grau de satisfação atingido foi de 0,750, apresentando a restrição adicional referente à expressão da função objectivo do Modelo 2 o valor 6175,34 €. As perdas activas do sistema correspondem a 36,02 MW. Neste caso, os parâmetros de relaxação das restrições difusas utilizados foram os seguintes: $FO^{des} = 6000,0 \text{ €}$, $\delta^{FO} = 700,0 \text{ €}$, $\delta^{V \min} = \delta^{V \max} = 0,02 \text{ pu}$ e $\delta_{ij}^{S_{ij}} = 15,0 \text{ \%}$.

Neste Caso Cong verifica-se uma diferença de 0,22 % no valor da função objectivo obtido pelo Modelo 2 relativamente ao valor da função objectivo obtido pelo Modelo 1. Esta diferença decorre da linearização das expressões de trânsitos de potência dado que o Modelo 2 utiliza apenas os termos de 1ª ordem do seu desenvolvimento em série de *Taylor*. Tanto no Modelo 2 como no Modelo 6 o erro obtido na última iteração do processo de convergência entre o problema linearizado e o estudo de trânsito de potências AC final é desprezável. Na secção seguinte faz-se uma abordagem sintética sobre este aspecto intrínseco do algoritmo SLP.

8.6 Avaliação do Erro da Função Objectivo do SLP

Como se referiu no Capítulo 4, a implementação do algoritmo SLP requer a realização iterada de estudos de trânsito de potências para obter sucessivos pontos de linearização, seguido cada um deles pela resolução de um problema de optimização linearizado. Assim, o valor da função objectivo do problema pode resultar directamente da resolução do problema linearizado ou pode ainda ser obtido por substituição dos valores obtidos no estudo de trânsito de potências na expressão exacta da função objectivo. A Figura 8.25 apresenta para os Modelos 3 e 7 a evolução da função objectivo respectiva, $f(x)$, calculada destas duas formas para o Caso Base. Por sua vez, Figura 8.26 apresenta a evolução das mesmas grandezas para o Caso Cong. Tanto num caso como no outro, não se verificam diferenças significativas nas últimas iterações.

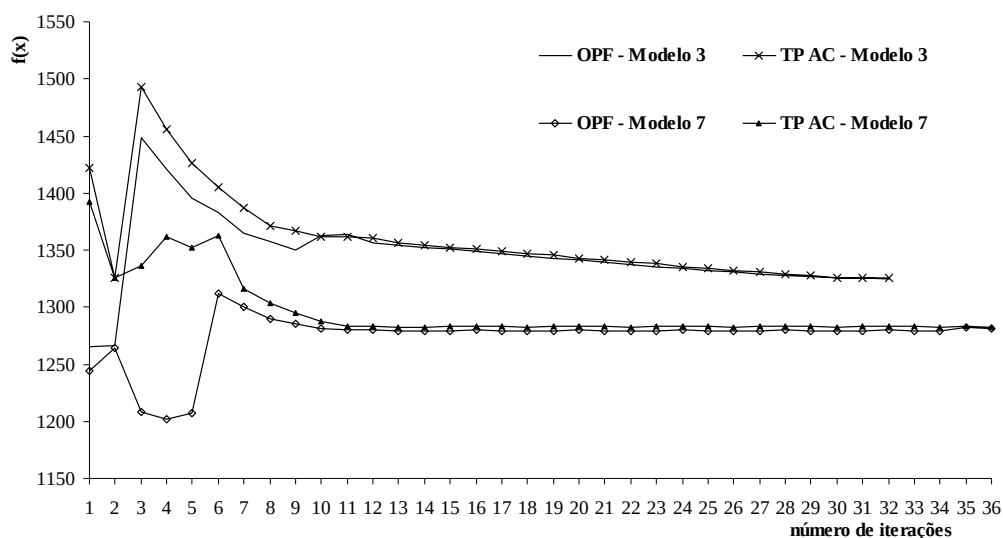


Figura 8.25 – Comparação das curvas $f(x)$ obtidas no SLP através do trânsito de potências AC e do OPF linearizado adoptado nos Modelos 3 e 7 e utilizando a rede teste de 24 nós do IEEE para o Caso Base.

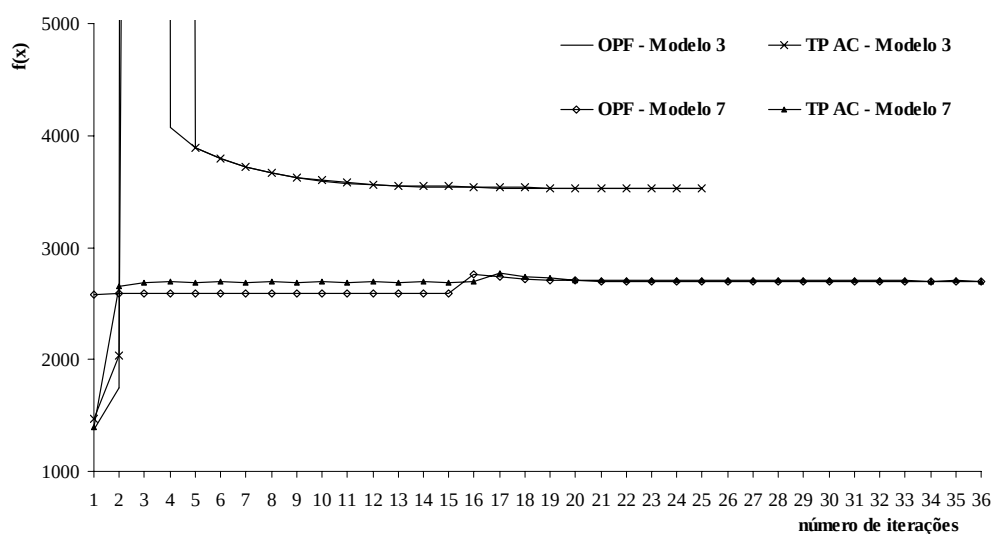


Figura 8.26 – Comparação das curvas $f(x)$ obtidas no SLP através do trânsito de potências AC e do OPF linearizado adoptado nos Modelos 3 e 7 e utilizando a rede teste de 24 nós do IEEE para o Caso Cong.

8.7 Desempenho dos Algoritmos de Solução Híbridos 1 e 2

Nesta secção apresentam-se resultados que permitem apreciar o desempenho dos dois algoritmos desenvolvidos para resolver os Modelos 8 a 11, referentes aos Algoritmos de Solução 3 e 4 detalhados no Capítulo 7. Ambos os algoritmos recorrem à combinação de

meta-heurísticas e do método SLP. Nestas simulações foi utilizada a rede de 24 nós do IEEE considerando o caso de estudo referido por Caso Base.

8.7.1 Algoritmo de Solução Híbrido 1

O primeiro dos algoritmos híbridos considerado, Algoritmo de Solução 3 referido no Capítulo 7, corresponde à combinação de uma meta-heurística (EPSO ou GAO) com o algoritmo SLP. Neste algoritmo, o SLP é utilizado para obter o valor da função de avaliação utilizada pela meta-heurística EPSO ou GAO.

A. Algoritmo de Solução utilizando o EPSO

Neste algoritmo foram utilizados enxames de 10 partículas e considerou-se o critério de convergência correspondente ao número máximo de 40 iterações consecutivas sem melhoria da função de avaliação.

Na Figura 8.27 apresentam-se os gráficos que representam a evolução da função de avaliação correspondente a 8 simulações realizadas com este algoritmo para a rede teste de 24 nós do IEEE para o Caso Base. Verifica-se que este algoritmo permitiu obter valores da função de avaliação entre 1751,99 € e 1746,29 €, correspondendo este último valor à melhor solução obtida, representado na figura por $f_7(x)$. O número de iterações realizado nas simulações apresentadas situa-se entre 42 e 66 iterações e os tempos de processamento situam-se entre 2609,8 e 4546,9 segundos relativos, respectivamente, às simulações $f_8(x)$ e $f_2(x)$.

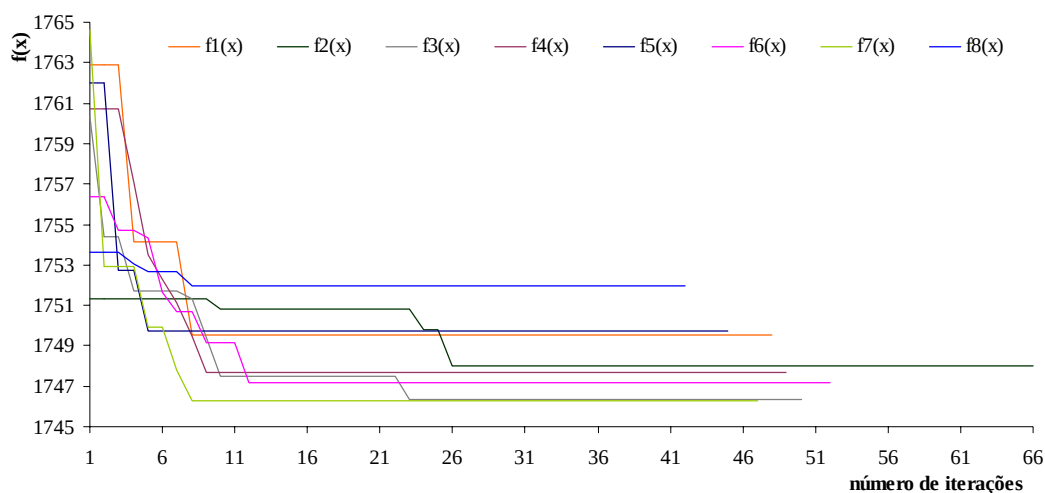


Figura 8.27 – Convergência do Algoritmo de Solução Híbrido 1 utilizando o EPSO em 8 simulações.

A melhor solução obtida através deste algoritmo utilizando o EPSO, $f7(x)$, corresponde aos seguintes resultados dos componentes discretos:

- transformadores com regulação de tensão:
 - no transformador ligado aos nós 3 e 24 a tomada de tensão do primário está ligada na posição correspondente a +6,0 %;
 - no transformador ligado entre os nós 9 e 11 a tomada do primário está ligada na posição referente a +5,0 %;
 - no transformador ligado entre os nós 9 e 12 a tomada do primário está ligada na posição associada a +5,0 %;
 - o transformador ligado entre os nós 10 e 11 apresenta a tomada ligada na posição nominal;
 - o transformador ligado entre os nós 10 e 12 apresenta a tomada de tensão do primário na posição +2,0 %.
- a bateria de condensadores tem os escalões ligados conforme apresentado na Tabela 8.71.

Tabela 8.71 – Estado dos escalões da bateria de condensadores existente no nó 14 obtido pelo EPSO.

nó p	escalon 1 $\tau_p^C = 1$	escalon 2 $\tau_p^C = 2$	escalon 3 $\tau_p^C = 3$	escalon 4 $\tau_p^C = 4$	escalon 5 $\tau_p^C = 5$
14	ligado	ligado	desligado	ligado	ligado

- finalmente, a bateria de indutâncias tem os seus escalões ligados conforme apresentado Tabela 8.72.

Tabela 8.72 – Estado dos escalões da bateria de indutâncias presente no nó 6 obtido pelo EPSO.

nó q	escalon 1 $\tau_q^B = 1$	escalon 2 $\tau_q^B = 2$	escalon 3 $\tau_q^B = 3$	escalon 4 $\tau_q^B = 4$	escalon 5 $\tau_q^B = 5$
6	desligado	ligado	ligado	ligado	ligado

Estes resultados foram obtidos em $f7(x)$ ao fim de 46 iterações a que correspondeu o tempo de processamento de 3456,6 segundos.

B. Algoritmo de Solução utilizando o GAO

Para o GAO foram utilizadas populações compostas por 20 indivíduos e o critério de paragem correspondeu também à realização de 40 iterações consecutivas sem melhoria do valor da função de avaliação. A utilização de 20 indivíduos no GAO (no EPSO utilizaram-se 10 partículas) deveu-se ao facto de esta aplicação se ter revelado mais rápida do que o EPSO, porventura devido ao facto de se ter utilizado uma *toolbox* específica do MATLAB.

Neste caso, os resultados obtidos nas 8 simulações realizadas apresentam valores da função de avaliação compreendidos entre 1759,00 € e 1746,00 € obtidos em $f1(x)$ e $f8(x)$ tal como se ilustra na Figura 8.28. O número de iterações realizado corresponde a valores entre 44 e 89 iterações e os tempos de processamento variam entre 2962,8 e 6326,4 segundos obtidos em $f2(x)$ e em $f8(x)$, respectivamente.

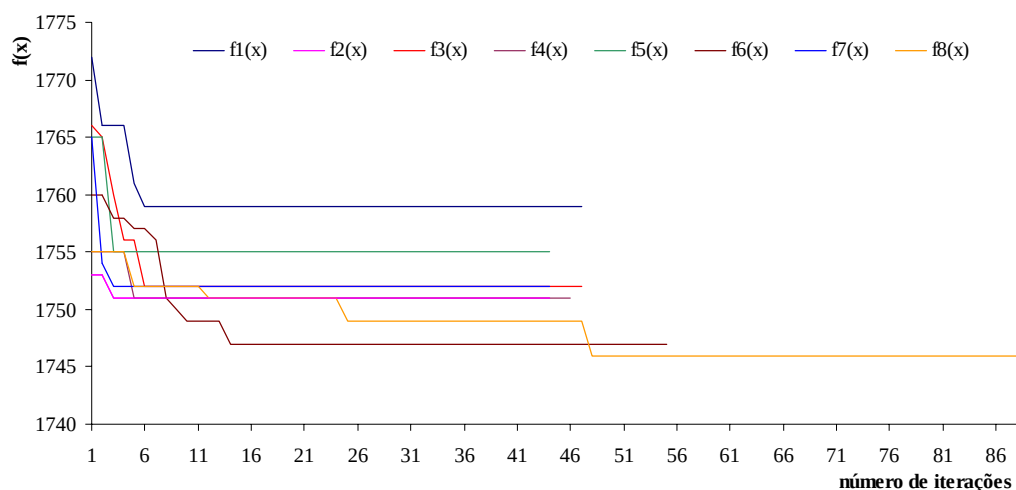


Figura 8.28 – Convergência do Algoritmo de Solução Híbrido 1 utilizando o GAO em 8 simulações.

A melhor solução obtida através deste algoritmo utilizando o GAO, $f8(x)$, corresponde aos seguintes resultados obtidos para os componentes discretos:

- transformadores com regulação de tensão:
 - no transformador ligado entre os nós 3 e 24 a tomada de tensão do primário está ligada na posição correspondente a +6,0 %;
 - o transformador ligado entre os nós 9 e 11 apresenta a tomada do primário ligada na posição referente a +5,0 %;
 - o transformador ligado entre os nós 9 e 12 tem a tomada do primário ligada na posição de regulação +5,0 %;

- o transformador ligado entre os nós 10 e 11 apresenta a tomada ligada na posição nominal;
- o transformador ligado aos nós 10 e 12 tem a tomada na posição nominal.
- a bateria de condensadores tem os escalões ligados conforme apresentado na Tabela 8.73.

Tabela 8.73 – Estado dos escalões da bateria de condensadores existente no nó 14 obtido pelo GAO.

nó p	escalão 1 $\tau_p^C = 1$	escalão 2 $\tau_p^C = 2$	escalão 3 $\tau_p^C = 3$	escalão 4 $\tau_p^C = 4$	escalão 5 $\tau_p^C = 5$
14	ligado	ligado	ligado	ligado	ligado

- finalmente, a bateria de indutâncias tem os seus escalões ligados conforme apresentado na Tabela 8.74.

Tabela 8.74 – Estado dos escalões da bateria de indutâncias presente no nó 6 obtido pelo GAO.

nó q	escalão 1 $\tau_q^B = 1$	escalão 2 $\tau_q^B = 2$	escalão 3 $\tau_q^B = 3$	escalão 4 $\tau_q^B = 4$	escalão 5 $\tau_q^B = 5$
6	desligado	ligado	ligado	ligado	ligado

C. Comparação de Resultados

Na Figura 8.29 apresentam-se os valores obtidos para a função de avaliação utilizando o EPSO e o GAO nas 8 simulações realizadas.

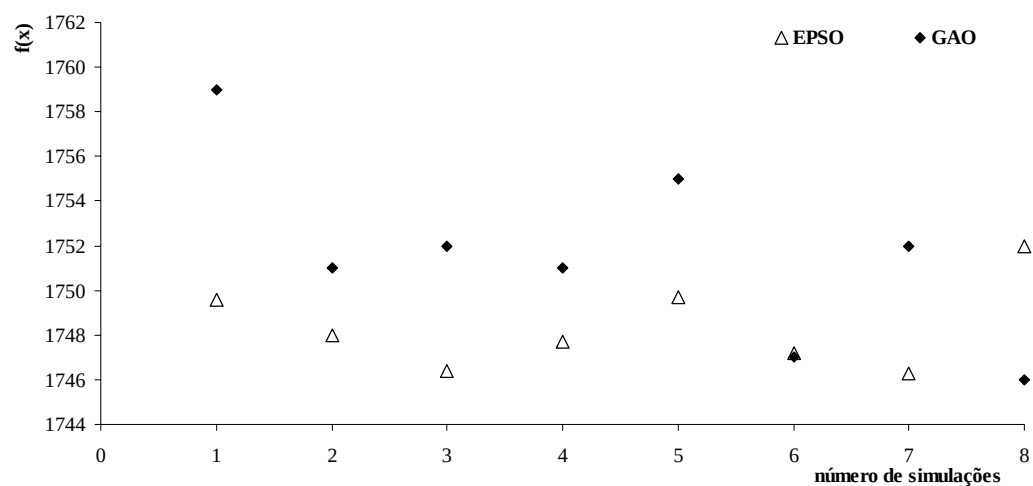


Figura 8.29 – Resultados obtidos pelo EPSO e pelo GAO nas 8 simulações realizadas.

Para as 8 simulações realizadas com cada uma das duas meta-heurísticas verifica-se que as soluções obtidas com o EPSO variam menos apresentando, assim, soluções mais homogêneas apesar da melhor solução de todas ter sido obtida com algoritmo utilizando o GAO.

8.7.2 Algoritmo de Solução Híbrido 2

O segundo algoritmo híbrido desenvolvido corresponde ao Algoritmo de Solução 4 apresentado na Subsecção 7.4.2 do Capítulo 7. Este algoritmo corresponde à combinação faseada do algoritmo SLP e de uma meta-heurística (EPSO, GAO ou SAO). A meta-heurística utilizada inicia o processo de pesquisa com uma solução inicial obtida a partir da solução obtida numa primeira fase pelo SLP para o problema contínuo. Na meta-heurística utilizada o espaço de soluções possíveis para as variáveis contínuas é limitado em torno da solução obtida pelo SLP enquanto que para as variáveis discretas o espaço de pesquisa corresponde aos dados especificados inicialmente.

Após a fase correspondente à meta-heurística, é executada a terceira e última fase deste algoritmo onde é utilizada a matriz das admitâncias nodais actualizada de acordo com o valor das variáveis discretas obtido com a meta-heurística. Em seguida, o SLP primal/dual permite obter o despacho final e os preços marginais nodais de potência activa e reactiva considerando a influência dos componentes discretos em serviço.

A. Algoritmo de Solução utilizando o EPSO

Na Figura 8.30 apresentam-se as curvas que representam a evolução da função de avaliação obtidas pelo EPSO nas 8 simulações efectuadas. Assinala-se que o valor da função de avaliação aqui referida não corresponde ao valor final do segundo algoritmo híbrido, uma vez que em seguida é executado um SLP primal/dual.

O EPSO utiliza um enxame com 10 partículas, obtendo-se em cada uma das 8 simulações realizadas tempos de cálculo entre 650 e 670 segundos correspondentes aos blocos E e F da Figura 7.4 apresentada na Subsecção 7.4.2 do Capítulo 7.

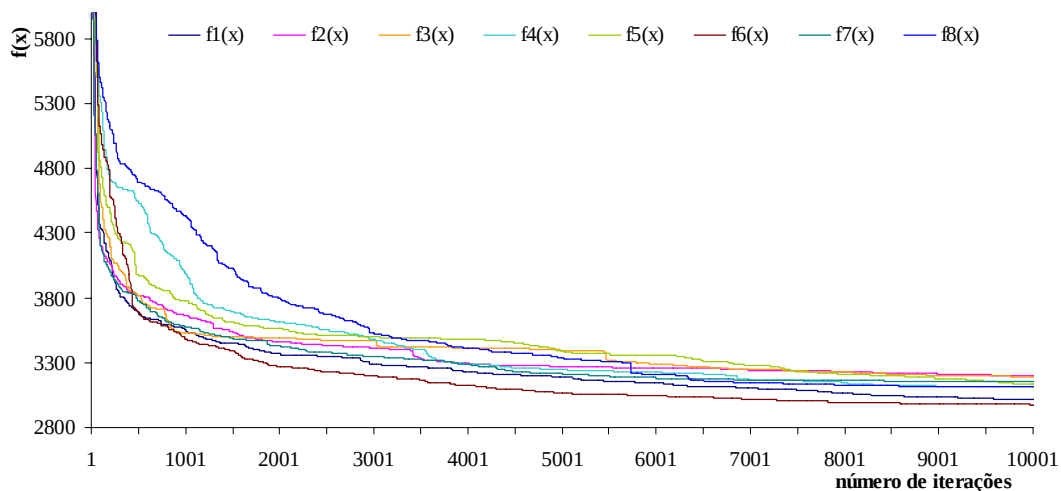


Figura 8.30 – Convergência do Algoritmo de Solução Híbrido 2 utilizando o EPSO em 8 simulações.

As soluções obtidas no final do algoritmo através da execução do SLP primal/dual (incluem a solução obtida para os componentes discretos) para estas 8 simulações correspondem a valores da função objectivo entre 1784,60 € e 1746,93 €, referentes estes dois valores às simulações $f_4(x)$ e a $f_1(x)$, respectivamente.

A melhor solução obtida corresponde a $f_1(x)$ e está associada aos valores seguintes dos componentes discretos:

- transformadores com regulação de tensão:
 - no transformador ligado entre os nós 3 e 24 a tomada de tensão do primário está ligada na posição correspondente a +2,0 %;
 - o transformador ligado entre os nós 9 e 11 apresenta a tomada do primário ligada na posição nominal;
 - o transformador ligado entre os nós 9 e 12 tem a tomada do primário ligada na posição referente a +5,0 %;
 - o transformador ligado entre os nós 10 e 11 apresenta a tomada do primário ligada na posição correspondente a +5,0 %;
 - o transformador ligado entre os nós 10 e 12 tem a tomada do primário na posição -4,0 %.
- a bateria de condensadores tem os escalões ligados conforme apresentado na Tabela 8.75.

Tabela 8.75 – Estado dos escalões da bateria de condensadores existente no nó 14 obtido pelo EPSO.

nó p	escalaço 1 $\tau_p^C = 1$	escalaço 2 $\tau_p^C = 2$	escalaço 3 $\tau_p^C = 3$	escalaço 4 $\tau_p^C = 4$	escalaço 5 $\tau_p^C = 5$
14	ligado	ligado	ligado	ligado	desligado

- finalmente, a bateria de indutâncias tem os seus escalões ligados conforme apresentado na Tabela 8.76.

Tabela 8.76 – Estado dos escalões da bateria de indutâncias presente no nó 6 obtido pelo EPSO.

nó q	escalaço 1 $\tau_q^B = 1$	escalaço 2 $\tau_q^B = 2$	escalaço 3 $\tau_q^B = 3$	escalaço 4 $\tau_q^B = 4$	escalaço 5 $\tau_q^B = 5$
6	ligado	ligado	ligado	ligado	desligado

B. Algoritmo de Solução utilizando o GAO

A Figura 8.31 apresenta as curvas referentes à evolução da função de avaliação obtidas pelo GAO para as 8 simulações realizadas. Assinala-se, de novo, que o valor da função de avaliação aqui referida não corresponde ao valor final do 2º algoritmo híbrido uma vez que, em seguida, é ainda executado um SLP primal/dual.

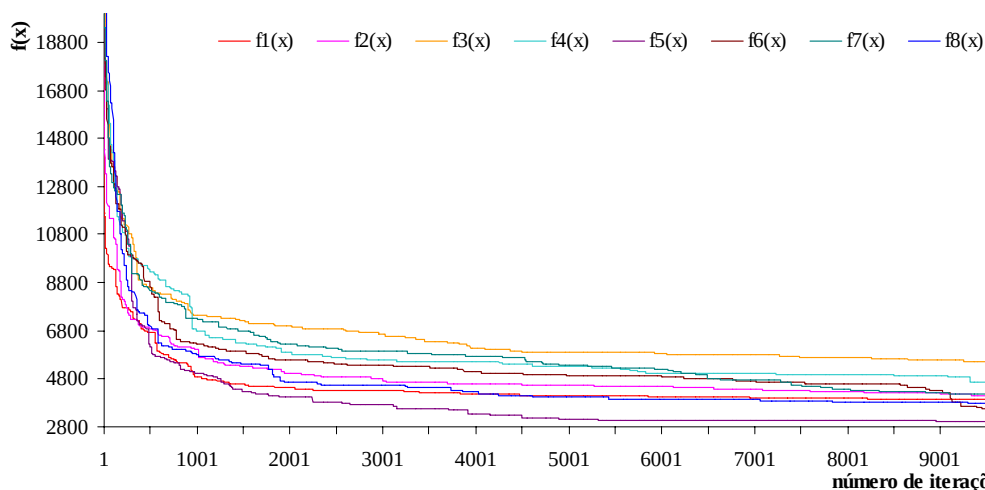


Figura 8.31 – Convergência do Algoritmo de Solução Híbrido 2 utilizando o GAO em 8 simulações.

O GAO utiliza uma população com 15 indivíduos. O tempo de processamento obtido em cada uma das 8 simulações realizadas situa-se entre 570 e 590 segundos, referente aos blocos E e F da Figura 7.4 apresentada na Subsecção 7.4.2 do Capítulo 7.

As soluções finais das 8 simulações realizadas com este algoritmo correspondem a valores da função objectivo obtidos com o SLP primal/dual compreendidos entre 1791,20 € e 1748,23 €, referentes às simulações f4(x) e a f6(x), respectivamente.

A melhor solução obtida com o GAO corresponde, portanto, a f6(x) e está associada aos valores seguintes para os componentes discretos:

- transformadores com regulação de tensão:
 - no transformador ligado entre os nós 3 e 24 a tomada de tensão do primário está ligada na posição correspondente a +4,0 %;
 - o transformador ligado entre os nós 9 e 11 apresenta a tomada do primário ligada na posição correspondente a +2,5 %;
 - o transformador ligado entre os nós 9 e 12 tem a tomada ligada na posição nominal;
 - o transformador ligado entre os nós 10 e 11 apresenta a tomada do primário ligada na posição referente a -2,5 %;
 - o transformador ligado entre os nós 10 e 12 tem a tomada de tensão do primário na posição +4,0 %.
- a bateria de condensadores tem os escalões ligados de acordo com o apresentado na Tabela 8.77.

Tabela 8.77 – Estado dos escalões da bateria de condensadores no nó 14 obtido pelo GAO.

nó p	escalão 1 $\tau_p^C = 1$	escalão 2 $\tau_p^C = 2$	escalão 3 $\tau_p^C = 3$	escalão 4 $\tau_p^C = 4$	escalão 5 $\tau_p^C = 5$
14	desligado	ligado	ligado	ligado	ligado

- finalmente, a bateria de indutâncias tem os seus escalões ligados conforme apresentado na Tabela 8.78.

Tabela 8.78 – Estado dos escalões da bateria de indutâncias existente no nó 6 obtido pelo GAO.

nó q	escalão 1 $\tau_q^B = 1$	escalão 2 $\tau_q^B = 2$	escalão 3 $\tau_q^B = 3$	escalão 4 $\tau_q^B = 4$	escalão 5 $\tau_q^B = 5$
6	ligado	ligado	ligado	desligado	desligado

C. Algoritmo de Solução utilizando o SAO

No SAO a evolução baseia-se na identificação de apenas uma solução situada na vizinhança de uma solução anterior. As curvas correspondentes à evolução da função de avaliação obtidas pelo SAO estão representadas na Figura 8.32. Assinala-se uma vez mais que o valor da função de avaliação aqui referida não corresponde ao valor final deste algoritmo híbrido na medida em que, de seguida, é executado um SLP primal/dual.

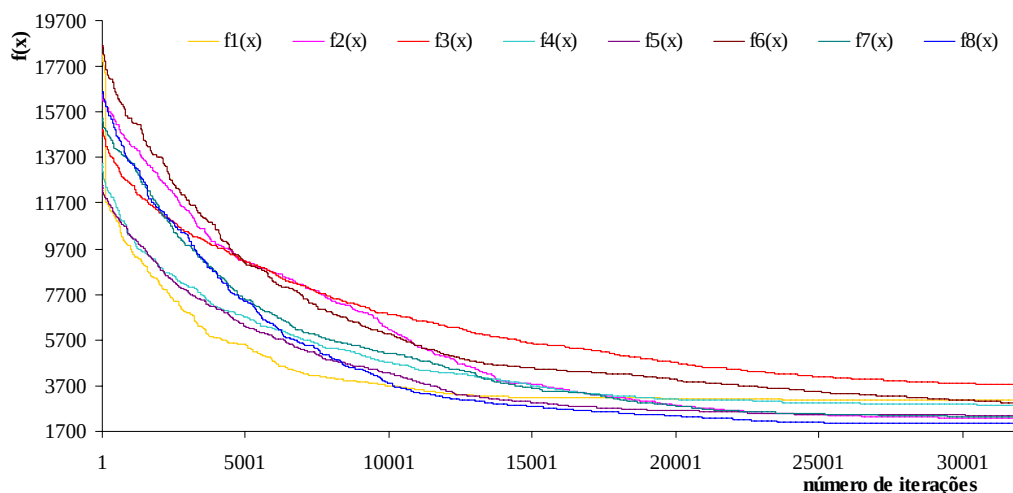


Figura 8.32 – Convergência do Algoritmo de Solução Híbrido 2 utilizando o SAO em 8 simulações.

Os tempos obtidos em cada uma das 8 simulações realizadas variam entre 480 e 540 segundos (blocos E e F da Figura 7.4 apresentada na Subsecção 7.4.2 do Capítulo 7).

As soluções obtidas no final do algoritmo para estas 8 simulações correspondem a valores da função objectivo obtidos com o SLP primal/dual compreendidos entre 1783,66 € e 1750,96 € referentes, respectivamente, às simulações f3(x) e a f2(x).

A melhor solução obtida na fase final corresponde a f2(x) associada aos valores seguintes para os componentes discretos:

- transformadores com regulação de tensão:
 - no transformador ligado entre os nós 3 e 24 a tomada de tensão do primário está ligada na posição correspondente a +2,0 %;
 - o transformador ligado entre os nós 9 e 11 apresenta a tomada do primário ligada na posição correspondente a +5,0 %;

- o transformador ligado entre os nós 9 e 12 tem a tomada do primário ligada na posição referente a +2,5 %;
- o transformador ligado entre os nós 10 e 11 apresenta a tomada de tensão do primário ligada na posição de regulação +2,5 %;
- o transformador ligado entre os nós 10 e 12 tem a tomada na posição nominal.
- a bateria de condensadores tem os escalões ligados de acordo com o apresentado na Tabela 8.79. Os escalões da bateria de condensadores estão todos em serviço.

Tabela 8.79 – Estado dos escalões da bateria de condensadores obtido pelo SAO.

nó p	escalão 1 $\tau_p^C = 1$	escalão 2 $\tau_p^C = 2$	escalão 3 $\tau_p^C = 3$	escalão 4 $\tau_p^C = 4$	escalão 5 $\tau_p^C = 5$
14	ligado	ligado	ligado	ligado	ligado

- finalmente, a bateria de indutâncias tem os seus escalões ligados conforme apresentado na Tabela 8.80. A bateria de indutâncias tem os escalões 2, 3 e 4 em serviço enquanto que os escalões 1 e 5 estão fora de serviço.

Tabela 8.80 – Estado dos escalões da bateria de indutâncias obtido pelo SAO.

nó q	escalão 1 $\tau_q^B = 1$	escalão 2 $\tau_q^B = 2$	escalão 3 $\tau_q^B = 3$	escalão 4 $\tau_q^B = 4$	escalão 5 $\tau_q^B = 5$
6	desligado	ligado	ligado	ligado	desligado

D. Comparação de Resultados

Na última fase do Algoritmo de Solução Híbrido 2 referente à execução de um SLP primal/dual (bloco H da Figura 7.4 apresentada no Capítulo 7) obtém-se o despacho integrado de potência activa e reactiva bem como os preços marginais nodais de potência activa e reactiva correspondente ao problema de optimização inteiro misto caracterizado, neste caso concreto, pelo Modelo 8. Assim, na Figura 8.33 apresenta-se o valor final da função objectivo de cada uma das três implementações utilizadas neste algoritmo (o EPSO, o GAO e o SAO) para cada uma das 8 simulações realizadas.

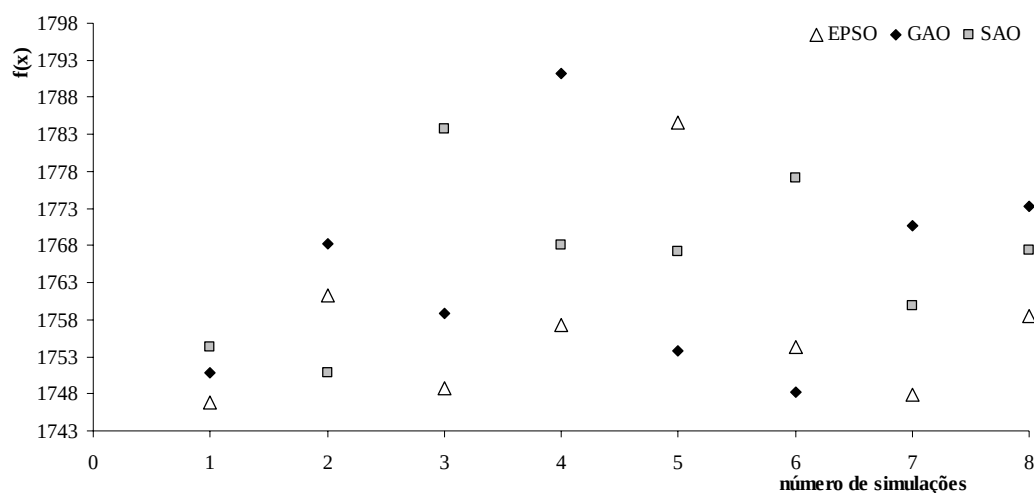


Figura 8.33 – Valores da função objectivo obtidos no final do Algoritmo de Solução Híbrido 2 para as 8 simulações realizadas utilizando o EPSO, GAO ou SAO.

8.8 Comentários

Neste capítulo apresentam-se resultados obtidos com a rede teste de 24 nós do IEEE com modelos contínuos tradicionais (Modelos 1 a 5), modelos de programação linear difusa (Modelos 6 e 7) e modelos de programação inteira mista (Modelos 8 a 11).

Os resultados obtidos permitem formular as seguintes conclusões genéricas:

- o Modelo 2 utiliza SLP e corresponde à versão linearizada do Modelo 1 que utiliza SQP. Os resultados obtidos utilizando SLP coincidem com os obtidos com o Modelo 1, utilizando SQP. Estes e outros testes realizados permitiram comprovar a robustez do algoritmo SLP aliada a uma redução muito acentuada do tempo de cálculo quando comparado com o associado ao SQP;
- os Modelos 4 e 5 apresentam complexidade acrescida que passa pela integração de potências produzidas e de carga associadas a contratos bilaterais bem como de restrições adicionais que impedem a existência de ajustes cruzados entre os geradores despachados pelo OM e os associados a contratos bilaterais;
- por outro lado, diversos destes modelos desdobram as variáveis de ajuste dos geradores em ajustes para contribuir para compensar perdas activas e ajustes para ultrapassar violações de restrições técnicas. Este desdobramento, em conjunto com

- os aspectos referidos no ponto anterior, permitem tornar estes modelos progressivamente mais realistas;
- por sua vez, os Modelos 7 e 8 têm natureza difusa admitindo-se tolerâncias em diversas restrições relativas, por exemplo, a limites de tensão e do trânsito de potência aparente. Estas características permitem também aumentar o realismo destes modelos;
 - finalmente, os Modelos 8 a 11 têm natureza inteira mista e permitem tratar de forma adequada diversos componentes discretos. Este tratamento tem como contrapartida o aumento do tempo de cálculo. Este tempo de cálculo é, em todo o caso, mais reduzido se se utilizar o 2º Algoritmo Híbrido descrito no Capítulo 7 sem se notar uma degradação acentuada face aos resultados obtidos com o 1º Algoritmo Híbrido.

Em particular, em relação aos Modelos 8 a 11, verifica-se pelos resultados apresentados, que as soluções obtidas pela utilização destas três meta-heurísticas são diferentes. A análise da Figura 8.33 permite concluir que, à excepção da solução obtida na 5ª simulação, as soluções obtidas com o EPSO se encontram sempre bastante bem posicionadas e que a solução obtida na primeira simulação utilizando o EPSO está mesmo associada ao melhor valor obtido para a função objectivo (1746,9 €). Assinala-se, todavia, que os tempos de cálculo associados ao EPSO são os mais elevados em comparação com os associados ao GAO e ao SAO. Da avaliação em cada situação particular destes dois aspectos (qualidade da solução e tempo de cálculo) resultaria em cada caso concreto a escolha do algoritmo a utilizar.

Finalmente, importa comparar as soluções e o tempo de cálculo associados aos dois algoritmos híbridos implementados. Esta comparação é importante visto que o primeiro destes dois algoritmos pode ser considerado como a versão base enquanto que o segundo algoritmo híbrido corresponde, de algum modo, a uma versão simplificada no intuito de reduzir o tempo de cálculo. É assim importante verificar se a redução do tempo de cálculo comprometeu ou não a qualidade das soluções obtidas. Assim, verifica-se a este respeito que:

- a melhor solução obtida corresponde ao valor da função objectivo de:
 - 1746,00 € no 1º algoritmo de solução híbrido (GAO);
 - 1746,93 € no 2º algoritmo de solução híbrido (EPSO);

- o tempo de cálculo correspondente à melhor solução obtida é de:
 - 6326,4 segundos no 1º algoritmo de solução híbrido (Figura 7.3 do Capítulo 7) utilizando o GAO;
 - 796,6 segundos no 2º algoritmo de solução híbrido utilizando o EPSO. O tempo relativo aos blocos E e F da Figura 7.4 do Capítulo 7 corresponde a 663,1 segundos;
- relativamente aos resultados gerais considerando apenas os obtidos com o EPSO em ambos os algoritmos:
 - no 1º algoritmo de solução híbrido os valores da função objectivo variam entre 1751,99 € e 1746,29 € e os tempos de cálculo respectivos são de 2698,9 e 3536,5 segundos;
 - no 2º algoritmo de solução híbrido os valores finais da função objectivo situam-se entre 1784,60 € e 1746,93 € a que corresponderam os tempos de cálculo de 700,2 e 796,6 segundos, respectivamente.

Com base nestes resultados, verifica-se que o 1º algoritmo de solução híbrido apresenta um comportamento mais regular na resolução de problemas inteiro mistos do que o verificado com o 2º algoritmo híbrido. Contudo, os tempos de cálculo despendidos pelo 2º algoritmo de solução híbrido são notoriamente inferiores aos obtidos através do 1º algoritmo híbrido parecendo, assim, corresponder a um compromisso aceitável entre a qualidade das soluções obtidas e o tempo de cálculo associado.

9 Exemplo de Aplicação Utilizando a Rede Teste de 118 Nós do IEEE

9.1 Dados do Problema

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos utilizando os Modelos 4, 5 e 8 a 11 para a rede teste de 118 nós do IEEE, representada na Figura 9.1.

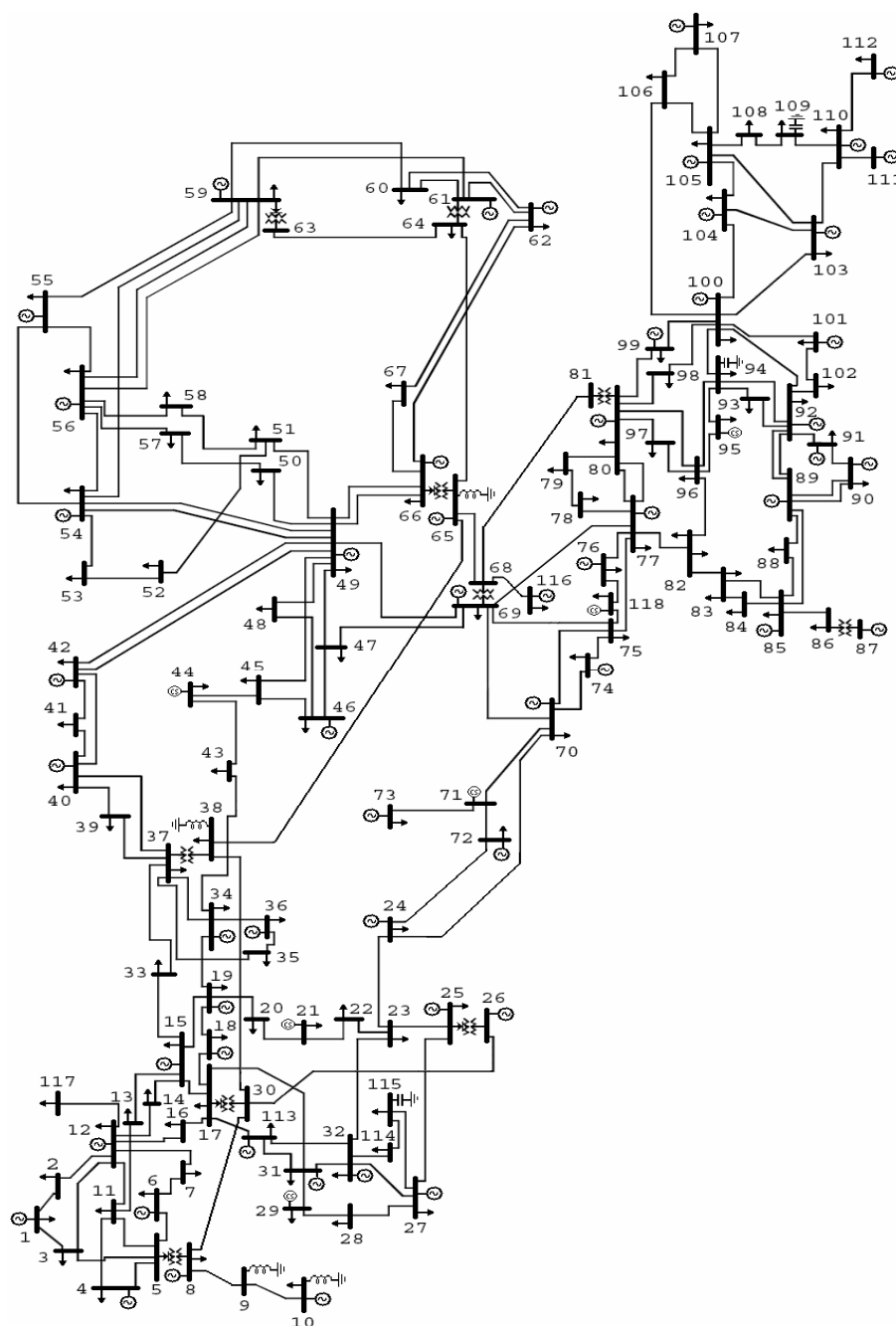


Figura 9.1 – Rede teste de 118 nós do IEEE.

Os limites do módulo da tensão admitidos correspondem a 0,92 pu e 1,08 pu. A potência de base considerada foi 100 MVA e o nó 89 corresponde ao nó de referência da fase das tensões. Os restantes dados desta rede teste estão disponíveis no Anexo C.

9.2 Resultados do OM

Utilizando as propostas de venda e de compra submetidas pelos agentes que participam no mercado diário, Tabelas C.1 e C.3 do Anexo C, o Operador de Mercado determina o programa base inicial conforme apresentado na Tabela 9.1.

Tabela 9.1 – Despacho económico obtido pelo Operador de Mercado para um período de comercialização utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE.

nó i	Pg_i (MW)	Pc_i (MW)	nó i	Pg_i (MW)	Pc_i (MW)	nó i	Pg_i (MW)	Pc_i (MW)
1	0	51,00	42	0	96,00	83	-	20,00
2	-	20,00	43	-	18,00	84	-	11,00
3	-	39,00	44	-	16,00	85	0	24,00
4	0	39,00	45	-	53,00	86	-	21,00
6	0	52,00	46	18,00	28,00	87	3,50	-
7	-	19,00	47	-	34,00	88	-	48,00
8	0	28,00	48	-	20,00	89	598,00	-
10	451,00	-	49	170,00	87,00	90	0	163,00
11	-	70,00	50	-	17,00	91	0	10,00
12	84,00	47,00	51	-	17,00	92	0	65,00
13	-	34,00	52	-	18,00	93	-	12,00
14	-	14,00	53	-	23,00	94	-	30,00
15	0	90,00	54	47,00	113,00	95	-	42,00
16	-	25,00	55	0	63,00	96	-	38,00
17	-	11,00	56	0	84,00	97	-	15,00
18	0	60,00	57	-	12,00	98	-	34,00
19	0	45,00	58	-	12,00	99	0	42,00
20	-	18,00	59	157,00	277,00	100	255,00	37,00
21	-	14,00	60	-	78,00	101	-	22,00
22	-	10,00	61	131,00	-	102	-	5,00
23	-	7,00	62	0	77,00	103	40,50	23,00
24	0	13,00	64	-	0	104	0	38,00
25	224,00	0	65	392,50	-	105	0	31,00
26	316,00	-	66	394,00	39,00	106	-	43,00
27	0	71,00	67	-	28,00	107	0	50,00
28	-	17,00	69	532,00	0	108	-	2,00
29	-	24,00	70	0	66,00	109	-	8,00
31	6,50	43,00	72	0	12,00	110	0	39,00
32	0	59,00	73	0	6,00	111	35,00	-
33	-	23,00	74	0	68,00	112	0	68,00
34	0	59,00	75	-	47,00	113	0	6,00
35	-	33,00	76	0	68,00	114	-	8,00
36	0	31,00	77	0	61,00	115	-	22,00
38	-	28,00	78	-	71,00	116	0	184,00
39	-	27,00	79	-	39,00	117	-	20,00
40	0	66,00	80	415,00	130,00	118	-	33,00
41	-	37,00	82	-	54,00	x	x	x

Através dos resultados obtidos, verifica-se que vários agentes produtores e consumidores não foram despachados pelo Operador de Mercado. A quantidade de potência activa negociada no mercado diário corresponde a 4270,0 MW e o preço de mercado é de 30,50 €/MW.h.

A Figura 9.2 corresponde à determinação gráfica do programa base inicial executado pelo Operador de Mercado através das curvas agregadas das ofertas de venda e de compra respectivas. O valor da função de Bem-estar Social corresponde neste caso a 54227,0 €.

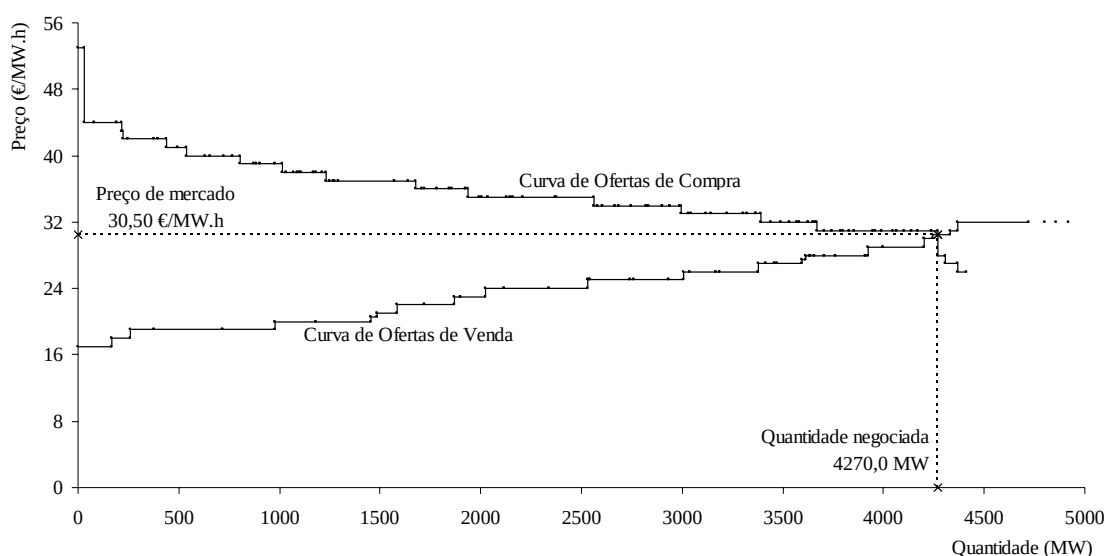


Figura 9.2 – Curvas agregadas de compra e de venda de energia eléctrica e determinação do preço e da quantidade negociada para a rede teste de 118 nós do IEEE.

9.3 Resultados do OS utilizando Vários Modelos Propostos

Nesta secção foram utilizados os Modelos 4, 5, 8 a 11 correspondendo a modelos de despacho integrado desenvolvidos para mercados de energia eléctrica do tipo misto.

Os dados da rede teste de 118 nós necessários para o Operador de Sistema determinar o programa final correspondem a:

- programa base inicial determinado pelo Operador de Mercado, Tabela 9.1, e potência activa referente aos contratos bilaterais físicos, disponível na Tabela C.5 do Anexo C;

- diagrama de capacidade aproximado e ofertas de ajuste dos geradores despachados pelo OM, Tabela C.2, e dos geradores associados aos contratos bilaterais físicos, Tabela C.4. As Tabelas C.2 e C.4 encontram-se disponíveis no Anexo C;
- ofertas de ajuste das cargas despachadas pelo OM e das cargas associadas aos contratos bilaterais físicos, Tabela C.3 e Tabela C.5 disponíveis no Anexo C;
- dados da rede de transmissão e dos vários equipamentos existentes, Tabelas C.6 a C.13 disponíveis no Anexo C.

A soma da potência activa correspondente ao programa inicial dos contratos bilaterais físicos corresponde a 988,0 MW.

Foram realizados dois estudos com esta rede teste considerando um primeiro caso em que não há restrições de índole técnica activas, designado por **Caso Base**, e um outro caso em que é necessário utilizar as ofertas de ajuste dos agentes para a resolução de restrições técnicas originadas pelos programas iniciais do OM e dos contratos bilaterais físicos, referido por **Caso Cong**. Neste caso, reduziu-se a capacidade dos ramos 9-10 e 68-116 de 500,00 MVA para 400,00 MVA e 200,00 MVA, respectivamente.

Nos Modelos 4 e 5 utilizou-se o Algoritmo de Solução 2 apresentado na Secção 7.3 e nos Modelos 8 a 11 utilizou-se o Algoritmo de Solução 4 apresentado na Subsecção 7.4.2 detalhados no Capítulo 7.

9.3.1 Modelo 4

Este modelo corresponde a uma formulação contínua e linear para resolver o problema de despacho integrado para mercados de energia eléctrica do tipo misto, baseado em ofertas de ajuste admitindo a possibilidade de se efectuarem ajustes de potência activa cruzados entre todos os agentes envolvidos.

A. Caso Base

Nesta primeira situação, os limites de trânsito de potência aparente nos ramos do sistema são tais que se verifica que a rede não apresenta congestionamentos.

Na Tabela 9.2 apresentam-se os valores obtidos para o módulo e fase das tensões. Diversos nós com capacidade de controlo de tensão apresentam o módulo da tensão no limite máximo especificado, 1,08 pu.

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 9.2 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	1,033	-34,020	41	1,025	-29,450	81	1,078	-10,060
2	1,031	-34,460	42	1,035	-27,490	82	1,019	-10,910
3	1,037	-33,580	43	1,034	-26,070	83	1,016	-10,340
4	1,066	-29,830	44	1,026	-22,460	84	1,024	-8,350
5	1,065	-29,230	45	1,031	-20,390	85	1,047	-6,310
6	1,054	-32,710	46	1,065	-17,250	86	1,038	-7,400
7	1,049	-33,230	47	1,068	-15,910	87	1,046	-7,070
8	1,063	-23,290	48	1,065	-16,600	88	1,043	-3,600
9	1,080	-16,000	49	1,072	-15,980	89	1,054	0,000
10	1,077	-8,210	50	1,051	-18,720	90	1,032	-6,140
11	1,046	-32,430	51	1,025	-21,920	91	1,030	-6,890
12	1,049	-33,140	52	1,022	-22,670	92	1,043	-5,070
13	1,026	-33,690	53	1,027	-23,170	93	1,022	-7,980
14	1,038	-33,980	54	1,056	-20,710	94	1,023	-9,090
15	1,047	-30,530	55	1,056	-20,790	95	1,012	-10,110
16	1,034	-33,550	56	1,055	-20,840	96	1,022	-10,410
17	1,058	-28,730	57	1,041	-20,910	97	1,036	-10,110
18	1,049	-30,020	58	1,026	-22,720	98	1,040	-10,430
19	1,047	-30,110	59	1,073	-17,210	99	1,039	-10,760
20	1,031	-30,260	60	1,074	-13,890	100	1,042	-8,370
21	1,023	-29,540	61	1,076	-13,220	101	1,039	-7,550
22	1,022	-28,030	62	1,075	-13,200	102	1,035	-6,800
23	1,051	-22,170	63	1,078	-14,400	103	1,031	-10,340
24	1,050	-21,000	64	1,080	-12,950	104	1,021	-11,900
25	1,080	-15,670	65	1,080	-10,480	105	1,017	-12,890
26	1,080	-14,010	66	1,080	-9,690	106	1,011	-13,270
27	1,048	-27,920	67	1,073	-12,050	107	1,005	-14,410
28	1,039	-29,190	68	1,079	-10,560	108	1,007	-14,610
29	1,038	-29,810	69	1,080	-7,680	109	1,010	-14,600
30	1,073	-23,620	70	1,047	-14,450	110	1,020	-14,270
31	1,041	-29,610	71	1,040	-15,580	111	1,028	-12,840
32	1,044	-28,230	72	1,022	-18,540	112	1,012	-16,390
33	1,042	-29,460	73	1,037	-16,300	113	1,053	-29,120
34	1,051	-26,930	74	1,045	-14,060	114	1,036	-29,270
35	1,048	-27,230	75	1,044	-13,440	115	1,037	-29,210
36	1,049	-27,110	76	1,038	-14,090	116	1,074	-10,990
37	1,054	-26,650	77	1,052	-10,840	117	1,015	-36,620
38	1,069	-22,910	78	1,045	-11,130	118	1,035	-14,130
39	1,033	-28,790	79	1,042	-10,920	x	x	x
40	1,031	-29,240	80	1,060	-9,140	x	x	x

O despacho final determinado pelo Operador de Sistema é apresentado na Tabela 9.3, Tabela 9.4 e Tabela 9.5. Nestas tabelas não se incluem as linhas referentes a nós do sistema que não têm consumo nem produção, isto é, as linhas referentes aos nós 5, 9, 30, 37, 63, 64, 68, 71 e 81 foram eliminadas.

Neste caso de estudo, verifica-se que as perdas activas, 118,90 MW, são compensadas por vários geradores despachados pelo OM e associados a contratos bilaterais físicos. Os geradores despachados pelo OM que fornecem este serviço estão ligados aos nós 1, 12, 31, 40, 42, 90, 91, 107 e 112 e os que estão associados a contratos bilaterais estão ligados aos nós 1, 12 e 31. Por outro lado, verifica-se que os ajustes de potência activa determinados pela violação de restrições técnicas são nulos.

Tabela 9.3 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base.

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
1	25,00	0	25,00	15,00	51,00	27,53	11,00	0	48,00	14,00	34,00	6,90
2	-	-	-	-	20,00	9,11	-	-	-	-	34,00	9,92
3	-	-	-	-	39,00	9,77	-	-	-	-	27,00	3,85
4	0	0	0	71,34	39,00	11,38	0	0	18,00	2,16	42,00	10,53
6	0	0	0	47,53	52,00	22,15	-	-	-	-	21,00	4,26
7	-	-	-	-	19,00	2,71	-	-	-	-	37,00	9,27
8	0	0	0	-91,43	28,00	0,00	-	-	-	-	-	-
10	0	0	451,00	-92,33	-	-	0	0	37,00	1,11	-	-
11	-	-	-	-	70,00	23,01	-	-	-	-	-	-
12	9,87	0	93,87	85,86	47,00	9,54	2,88	0	41,88	13,66	-	-
13	-	-	-	-	34,00	16,47	-	-	-	-	28,00	5,69
14	-	-	-	-	14,00	0,00	-	-	-	-	43,00	6,13
15	0	0	0	23,65	90,00	29,58	0	0	35,00	8,92	-	-
16	-	-	-	-	25,00	9,88	-	-	-	-	39,00	7,92
17	-	-	-	-	11,00	3,21	-	-	-	-	25,00	8,22
18	0	0	0	30,31	60,00	34,00	0	0	14,00	2,79	-	-
19	0	0	0	13,94	45,00	25,50	0	0	41,00	12,00	-	-
20	-	-	-	-	18,00	2,57	-	-	-	-	-	-
21	-	-	-	-	14,00	7,93	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	10,00	5,12	-	-	-	-	32,00	4,56
23	-	-	-	-	7,00	2,98	-	-	-	-	28,00	3,99
24	0	0	0	1,73	13,00	0,00	0	0	34,00	3,27	28,00	7,02
25	0	0	224,00	-2,56	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-
26	0	0	316,00	-25,38	-	-	-	-	-	-	-	-
27	0	0	0	38,10	71,00	14,42	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	17,00	7,24	-	-	-	-	-	-
29	-	-	-	-	24,00	3,42	-	-	-	-	-	-
31	1,39	0	7,89	22,85	43,00	26,65	0,60	0	8,60	-0,02	-	-
32	0	0	0	20,87	59,00	23,32	0	0	23,00	9,68	-	-
33	-	-	-	-	23,00	9,09	-	-	-	-	-	-
34	0	0	0	6,20	59,00	25,13	0	0	27,00	0,48	-	-
35	-	-	-	-	33,00	9,63	-	-	-	-	16,00	4,67
36	0	0	0	10,82	31,00	16,73	0	0	42,00	9,10	-	-
38	-	-	-	-	28,00	8,17	-	-	-	-	-	-
39	-	-	-	-	27,00	10,67	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 9.4 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
40	15,97	0	15,97	26,57	66,00	23,96	-	-	-	-	-	-
41	-	-	-	-	37,00	9,27	-	-	-	-	-	-
42	6,84	0	6,84	26,79	96,00	24,06	-	-	-	-	-	-
43	-	-	-	-	18,00	7,11	-	-	-	-	-	-
44	-	-	-	-	16,00	8,20	-	-	-	-	-	-
45	-	-	-	-	53,00	22,58	-	-	-	-	-	-
46	0	0	18,00	20,28	28,00	10,16	0	0	32,00	2,26	-	-
47	-	-	-	-	34,00	0,00	-	-	-	-	-	-
48	-	-	-	-	20,00	10,80	-	-	-	-	-	-
49	0	0	170,00	94,47	87,00	28,60	0	0	40,00	3,23	-	-
50	-	-	-	-	17,00	4,26	-	-	-	-	25,00	3,56
51	-	-	-	-	17,00	8,23	-	-	-	-	26,00	5,28
52	-	-	-	-	18,00	5,25	-	-	-	-	-	-
53	-	-	-	-	23,00	11,14	-	-	-	-	23,00	3,28
54	0	0	47,00	49,95	113,00	32,96	0	0	46,00	0,34	-	-
55	0	0	0	9,24	63,00	22,87	0	0	35,00	12,34	-	-
56	0	0	0	15,00	84,00	17,06	0	0	41,00	17,17	-	-
57	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	24,00	9,49
58	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	48,00	6,84
59	0	0	157,00	109,00	277,00	109,48	-	-	-	-	-	-
60	-	-	-	-	78,00	0,00	-	-	-	-	-	-
61	0	0	131,00	-35,73	-	-	-	-	-	-	-	-
62	0	0	0	4,69	77,00	15,64	0	0	51,00	9,77	-	-
65	0	0	392,50	-57,39	-	-	-	-	-	-	-	-
66	0	0	394,00	-19,47	39,00	17,77	0	0	40,00	-0,56	-	-
67	-	-	-	-	28,00	7,02	-	-	-	-	-	-
69	0	0	532,00	-10,32	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-
70	0	0	0	12,55	66,00	19,25	0	0	37,00	5,42	-	-
72	0	0	0	-25,22	12,00	0,00	-	-	-	-	-	-
73	0	0	0	2,31	6,00	0,00	-	-	-	-	24,00	4,87
74	0	0	0	4,89	68,00	26,88	0	0	47,00	28,44	-	-
75	-	-	-	-	47,00	11,78	-	-	-	-	-	-
76	0	0	0	23,00	68,00	36,70	0	0	30,00	18,51	-	-
77	0	0	0	61,65	61,00	27,79	0	0	37,00	20,80	-	-
78	-	-	-	-	71,00	25,77	-	-	-	-	-	-
79	-	-	-	-	39,00	32,32	-	-	-	-	-	-
80	0	0	415,00	36,57	130,00	26,40	-	-	-	-	-	-
82	-	-	-	-	54,00	27,67	-	-	-	-	-	-
83	-	-	-	-	20,00	10,25	-	-	-	-	33,00	8,27
84	-	-	-	-	11,00	7,11	-	-	-	-	26,00	5,28
85	0	0	0	17,12	24,00	14,87	0	0	41,00	31,38	-	-
86	-	-	-	-	21,00	10,17	-	-	-	-	-	-
87	0	0	3,50	1,27	-	-	-	-	-	-	-	-
88	-	-	-	-	48,00	9,75	-	-	-	-	-	-
89	0	0	598,00	-26,93	-	-	-	-	-	-	-	-
90	4,99	0	4,99	47,26	163,00	40,85	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

Tabela 9.5 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
91	4,48	0	4,48	3,18	10,00	0,00	-	-	-	-	38,00	5,42
92	0	0	0	8,93	65,00	9,26	0	0	38,00	27,60	-	-
93	-	-	-	-	12,00	7,12	-	-	-	-	28,00	7,02
94	-	-	-	-	30,00	16,19	-	-	-	-	-	-
95	-	-	-	-	42,00	31,50	-	-	-	-	-	-
96	-	-	-	-	38,00	15,02	-	-	-	-	-	-
97	-	-	-	-	15,00	8,90	-	-	-	-	-	-
98	-	-	-	-	34,00	8,52	-	-	-	-	13,00	5,14
99	0	0	0	6,57	42,00	0,00	-	-	-	-	28,00	8,17
100	0	0	255,00	30,05	37,00	17,92	-	-	-	-	-	-
101	-	-	-	-	22,00	14,78	0	0	22,00	13,03	-	-
102	-	-	-	-	5,00	2,97	-	-	-	-	42,00	5,99
103	0	0	40,50	10,17	23,00	16,05	-	-	-	-	-	-
104	0	0	0	8,20	38,00	24,55	0	0	34,00	5,53	-	-
105	0	0	0	19,20	31,00	25,69	0	0	29,00	12,97	-	-
106	-	-	-	-	43,00	15,61	-	-	-	-	-	-
107	23,64	0	23,64	6,20	50,00	12,53	-	-	-	-	-	-
108	-	-	-	-	2,00	1,03	-	-	-	-	44,00	6,27
109	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	-	-
110	0	0	0	14,77	39,00	30,27	0	0	33,00	12,96	-	-
111	0	0	35,00	-0,36	-	-	-	-	-	-	-	-
112	12,24	0	12,24	20,78	68,00	13,81	-	-	-	-	-	-
113	0	0	0	6,24	6,00	0,00	-	-	-	-	28,00	10,16
114	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	38,00	5,42
115	-	-	-	-	22,00	7,23	-	-	-	-	-	-
116	0	0	0	-117,46	184,00	0,00	-	-	-	-	37,00	12,16
117	-	-	-	-	20,00	7,91	-	-	-	-	29,00	5,89
118	-	-	-	-	33,00	15,04	-	-	-	-	-	-

Os geradores despachados pelo OM e os associados a contratos bilaterais físicos ligados ao nó 1 encontram-se no limite máximo da sua capacidade de produção e os geradores despachados pelo OM ligados aos 56 e 76 e o gerador associado aos contratos bilaterais físicos ligado ao nó 56 apresentam o respectivo ponto de funcionamento sobre um limite de capacidade da máquina respectiva.

Os preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos são apresentados na Tabela 9.5. O gerador associado aos contratos bilaterais ligado ao nó 4 corresponde ao gerador marginal do sistema na medida em que é o gerador que compensa o aumento de potência activa da carga ligada em qualquer nó da rede, correspondendo o preço marginal de potência activa no nó 4 ao preço da oferta de ajuste pretendido por este gerador, 47,000 €/MW.h. Em alguns nós da rede o preço marginal de potência activa é inferior a

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

47,000 €/MW.h indicando que o aumento de carga ligada a esses nós faria diminuir a potência activa de perdas. Em contrapartida, noutros nós este preço é superior a 47,000 €/MW.h revelando que um aumento da carga nesses nós contribuiria para aumentar a potência activa de perdas.

Tabela 9.6 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	48,193	0,228	41	47,908	0,076	81	45,924	-0,024
2	48,368	0,212	42	47,885	0,000	82	47,616	0,307
3	48,028	0,205	43	47,639	0,148	83	47,757	0,324
4	47,000	0,000	44	47,820	0,329	84	47,568	0,249
5	46,878	0,039	45	47,665	0,340	85	46,848	0,000
6	47,730	0,000	46	46,802	0,000	86	47,187	0,060
7	47,878	0,020	47	46,578	-0,015	87	47,132	0,000
8	46,902	0,000	48	46,622	0,059	88	46,826	0,043
9	46,320	-0,137	49	46,383	0,000	89	46,454	0,000
10	45,548	0,000	50	47,324	0,156	90	47,885	0,000
11	47,781	0,101	51	48,412	0,373	91	47,885	0,000
12	47,885	0,000	52	48,602	0,367	92	46,939	0,000
13	48,396	0,285	53	48,461	0,272	93	47,398	0,210
14	48,357	0,041	54	47,638	0,000	94	47,291	0,225
15	47,721	0,000	55	47,654	0,000	95	47,511	0,368
16	48,186	0,151	56	47,695	0,005	96	47,377	0,261
17	47,168	-0,005	57	47,947	0,190	97	46,926	0,171
18	47,574	0,000	58	48,628	0,299	98	46,840	0,087
19	47,671	0,000	59	46,521	0,000	99	47,085	0,000
20	47,963	0,133	60	46,088	0,000	100	46,702	0,000
21	47,985	0,233	61	45,972	0,000	101	46,940	0,000
22	47,829	0,271	62	45,998	0,000	102	47,153	0,035
23	46,745	0,081	63	46,282	-0,013	103	47,029	0,000
24	46,686	0,000	64	46,035	-0,025	104	47,360	0,000
25	45,594	0,000	65	45,700	-0,058	105	47,569	0,000
26	45,738	0,000	66	45,427	0,000	106	47,721	0,056
27	47,716	0,000	67	45,858	0,035	107	47,885	0,000
28	47,906	0,048	68	45,755	-0,019	108	47,998	0,057
29	47,944	0,035	69	45,475	0,000	109	47,882	0,049
30	46,985	-0,001	70	47,061	0,000	110	47,449	0,000
31	47,885	0,000	71	47,177	-0,009	111	47,013	0,000
32	47,771	0,000	72	47,033	0,000	112	47,885	0,000
33	47,612	0,067	73	47,321	0,000	113	47,391	0,000
34	47,080	0,000	74	47,286	0,000	114	48,027	0,067
35	47,148	0,010	75	47,213	0,061	115	48,014	0,067
36	47,124	0,000	76	47,598	0,048	116	45,788	0,000
37	46,975	-0,026	77	46,824	0,000	117	47,826	0,365
38	46,937	0,003	78	46,927	0,090	118	47,537	0,119
39	47,728	0,059	79	46,854	0,143	x	x	x
40	47,885	0,000	80	46,318	0,000	x	x	x

Os preços marginais nodais de potência reactiva do sistema apresentam valores que se situam entre 0,373 €/Mvar.h no nó 11 e -0,137 €/Mvar.h no nó 9. Estes preços são essencialmente determinados pelo impacto que um aumento da potência reactiva de carga em cada nó teria no valor da potência activa de perdas que corresponde a uma das parcelas da função objectivo do problema.

O valor da função objectivo corresponde a 3626,55 €. O SLP efectuou 51 iterações até convergir, correspondendo ao tempo de cálculo de 187,4 segundos.

B. Caso Cong

Tal como foi referido anteriormente, os limites do trânsito de potência aparente nos ramos 9-10 e 68-116 foram reduzidos de 500,0 MVA para 400,0 MVA e 200,0 MVA, respectivamente.

Os valores do módulo e da fase das tensões obtidos são apresentados na Tabela 9.7. Neste caso de estudo, verifica-se uma diminuição do valor do módulo da tensão na generalidade dos nós do sistema em relação aos valores obtidos no caso anterior, com excepção para alguns nós onde existe capacidade de controlo de tensão que mantiveram o mesmo valor correspondente ao limite máximo de 1,08 pu. Esta diminuição resulta do sistema passar de uma situação em que não se verificam restrições técnicas activas para outra em que é considerado o congestionamento nos ramos 9-10 e 68-116. Esta nova situação impõe a determinação de um novo ponto de funcionamento do sistema correspondente à melhor solução de exploração possível minimizando a função objectivo do problema em questão.

A Tabela 9.8, a Tabela 9.9 e a Tabela 9.10 apresentam o despacho integrado determinado pelo Operador de Sistema utilizando o Modelo 4. Também nestas tabelas se excluíram as linhas referentes aos nós 5, 9, 30, 37, 63, 64, 68, 71 e 81 dado não existir consumo nem produção. Não existem ajustes de potência alocados às cargas não havendo, portanto, necessidade de se efectuar corte de carga. Como estas tabelas indicam, verificam-se ajustes de potência activa alocados a vários geradores despachados pelo OM e associados a contratos bilaterais físicos. Os resultados obtidos revelam a existência de uma transferência de potência activa entre agentes dos dois subsistemas no valor de 43,09 MW. Isto significa que os ajustes de potência activa associados a geradores despachados pelo OM totalizam -43,09 MW que são compensados na totalidade por ajustes de potência activa alocados aos geradores associados aos contratos bilaterais físicos.

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 9.7 – Valores do Módulo e da fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,968	-32,780	41	0,977	-27,500	81	1,077	-7,600
2	0,967	-33,060	42	0,989	-25,580	82	1,025	-9,530
3	0,972	-32,390	43	0,985	-23,800	83	1,027	-9,170
4	0,998	-28,540	44	0,981	-19,770	84	1,043	-7,570
5	1,000	-27,990	45	0,989	-17,500	85	1,069	-5,760
6	0,987	-31,400	46	1,022	-13,900	86	1,065	-6,870
7	0,984	-31,820	47	1,035	-12,910	87	1,080	-6,620
8	1,012	-22,240	48	1,031	-13,590	88	1,068	-3,330
9	1,053	-15,970	49	1,041	-13,050	89	1,080	0,000
10	1,070	-9,530	50	1,018	-15,880	90	1,047	-5,960
11	0,983	-30,970	51	0,991	-19,200	91	1,040	-6,660
12	0,988	-31,430	52	0,987	-19,980	92	1,062	-4,780
13	0,964	-32,410	53	0,992	-20,450	93	1,038	-7,420
14	0,979	-32,480	54	1,023	-17,770	94	1,035	-8,330
15	0,998	-28,950	55	1,022	-17,860	95	1,022	-9,120
16	0,975	-32,040	56	1,022	-17,900	96	1,029	-9,140
17	1,008	-26,990	57	1,008	-18,080	97	1,038	-8,500
18	1,003	-28,420	58	0,992	-20,000	98	1,042	-9,050
19	1,000	-28,480	59	1,051	-14,380	99	1,049	-9,900
20	0,986	-28,540	60	1,061	-11,060	100	1,055	-7,980
21	0,979	-27,670	61	1,063	-10,380	101	1,058	-7,210
22	0,981	-25,940	62	1,061	-10,360	102	1,054	-6,460
23	1,016	-19,480	63	1,062	-11,540	103	1,045	-10,320
24	1,026	-18,490	64	1,069	-10,110	104	1,036	-12,030
25	1,033	-12,150	65	1,080	-7,680	105	1,029	-13,250
26	0,983	-10,240	66	1,066	-6,780	106	1,019	-13,700
27	1,016	-25,190	67	1,058	-9,190	107	0,998	-15,860
28	1,006	-26,760	68	1,080	-7,840	108	1,018	-15,030
29	1,003	-27,670	69	1,058	-4,920	109	1,020	-15,060
30	1,014	-21,720	70	1,019	-11,940	110	1,029	-14,840
31	1,005	-27,550	71	1,011	-13,090	111	1,058	-13,810
32	1,011	-25,850	72	1,014	-16,320	112	1,001	-16,910
33	0,992	-27,690	73	0,999	-13,760	113	1,008	-27,390
34	1,000	-24,790	74	1,018	-11,600	114	1,003	-26,820
35	0,999	-25,090	75	1,018	-11,000	115	1,004	-26,730
36	1,000	-24,930	76	1,009	-11,720	116	1,079	-8,240
37	1,005	-24,520	77	1,043	-8,790	117	0,950	-35,370
38	1,024	-20,630	78	1,037	-9,100	118	1,008	-11,750
39	0,983	-26,750	79	1,035	-8,910	x	x	x
40	0,981	-27,180	80	1,056	-7,170	x	x	x

Tabela 9.8 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	$\Delta P_{g_i}^{perd}$ (MW)	$\Delta P_{g_i}^{ajt}$ (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)	$\Delta P_{g_i}^{perd}$ (MW)	$\Delta P_{g_i}^{ajt}$ (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)
1	21,25	3,75	25,00	15,00	51,00	27,53	5,45	5,55	48,00	14,00	34,00	6,90
2	-	-	-	-	20,00	9,11	-	-	-	-	34,00	9,92
3	-	-	-	-	39,00	9,77	-	-	-	-	27,00	3,85
4	0	0	0	20,31	39,00	11,38	0	3,96	21,96	1,90	42,00	10,53
6	0	0	0	34,75	52,00	22,15	-	-	-	-	21,00	4,26
7	-	-	-	-	19,00	2,71	-	-	-	-	37,00	9,27
8	0	0	0	-113,05	28,00	0,00	-	-	-	-	-	-
10	0	-81,06	369,94	-29,07	-	-	0	-11,10	25,90	3,75	-	-
11	-	-	-	-	70,00	23,01	-	-	-	-	-	-
12	53,17	4,92	142,09	83,54	47,00	9,54	0	11,00	50,00	13,25	-	-
13	-	-	-	-	34,00	16,47	-	-	-	-	28,00	5,69
14	-	-	-	-	14,00	0,00	-	-	-	-	43,00	6,13
15	0	0	0	29,66	90,00	29,58	0	0	35,00	12,97	-	-
16	-	-	-	-	25,00	9,88	-	-	-	-	39,00	7,92
17	-	-	-	-	11,00	3,21	-	-	-	-	25,00	8,22
18	0	0	0	36,81	60,00	34,00	0	0	14,00	4,42	-	-
19	0	0	0	15,87	45,00	25,50	0	0	41,00	14,41	-	-
20	-	-	-	-	18,00	2,57	-	-	-	-	-	-
21	-	-	-	-	14,00	7,93	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	10,00	5,12	-	-	-	-	32,00	4,56
23	-	-	-	-	7,00	2,98	-	-	-	-	28,00	3,99
24	0	0	0	17,04	13,00	0,00	0	0,06	34,06	3,34	28,00	7,02
25	0	0	224,00	119,64	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-
26	0	0	316,00	-203,27	-	-	-	-	-	-	-	-
27	0	21,40	21,40	50,28	71,00	14,42	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	17,00	7,24	-	-	-	-	-	-
29	-	-	-	-	24,00	3,42	-	-	-	-	-	-
31	0	0	6,50	29,15	43,00	26,65	0	0	8,00	-0,03	-	-
32	0	0	0	24,54	59,00	23,32	0	0	23,00	13,64	-	-
33	-	-	-	-	23,00	9,09	-	-	-	-	-	-
34	0	0	0	0,99	59,00	25,13	0	0	27,00	-7,84	-	-
35	-	-	-	-	33,00	9,63	-	-	-	-	16,00	4,67
36	0	0	0	12,07	31,00	16,73	0	7,14	49,14	10,51	-	-
38	-	-	-	-	28,00	8,17	-	-	-	-	-	-
39	-	-	-	-	27,00	10,67	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 9.9 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
40	20,06	4,08	24,14	22,74	66,00	23,96	-	-	-	-	-	-
41	-	-	-	-	37,00	9,27	-	-	-	-	-	-
42	0	0	0	26,90	96,00	24,06	-	-	-	-	-	-
43	-	-	-	-	18,00	7,11	-	-	-	-	-	-
44	-	-	-	-	16,00	8,20	-	-	-	-	-	-
45	-	-	-	-	53,00	22,58	-	-	-	-	-	-
46	0	0	18,00	5,14	28,00	10,16	0	8,00	40,00	1,51	-	-
47	-	-	-	-	34,00	0,00	-	-	-	-	-	-
48	-	-	-	-	20,00	10,80	-	-	-	-	-	-
49	0	0	170,00	82,92	87,00	28,60	0	0	40,00	2,90	-	-
50	-	-	-	-	17,00	4,26	-	-	-	-	25,00	3,56
51	-	-	-	-	17,00	8,23	-	-	-	-	26,00	5,28
52	-	-	-	-	18,00	5,25	-	-	-	-	-	-
53	-	-	-	-	23,00	11,14	-	-	-	-	23,00	3,28
54	0	0	47,00	40,28	113,00	32,96	0	4,00	50,00	-0,10	-	-
55	0	0	0	7,75	63,00	22,87	0	0	35,00	6,53	-	-
56	0	0	0	13,55	84,00	17,06	0	7,00	48,00	15,22	-	-
57	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	24,00	9,49
58	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	48,00	6,84
59	0	0	157,00	96,95	277,00	109,48	-	-	-	-	-	-
60	-	-	-	-	78,00	0,00	-	-	-	-	-	-
61	0	0	131,00	-25,30	-	-	-	-	-	-	-	-
62	0	0	0	4,07	77,00	15,64	0	0	51,00	8,95	-	-
65	0	0	392,50	4,85	-	-	-	-	-	-	-	-
66	0	0	394,00	-9,97	39,00	17,77	0	0	40,00	0,39	-	-
67	-	-	-	-	28,00	7,02	-	-	-	-	-	-
69	0	0	532,00	-81,34	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-
70	0	0	0	13,01	66,00	19,25	0	0	37,00	6,20	-	-
72	0	0	0	-4,72	12,00	0,00	-	-	-	-	-	-
73	0	0	0	-15,01	6,00	0,00	-	-	-	-	24,00	4,87
74	0	0	0	3,56	68,00	26,88	0	0	47,00	24,44	-	-
75	-	-	-	-	47,00	11,78	-	-	-	-	-	-
76	0	0	0	14,78	68,00	36,70	0	0	30,00	10,92	-	-
77	0	0	0	61,76	61,00	27,79	0	0	37,00	20,96	-	-
78	-	-	-	-	71,00	25,77	-	-	-	-	-	-
79	-	-	-	-	39,00	32,32	-	-	-	-	-	-
80	0	0	415,00	13,82	130,00	26,40	-	-	-	-	-	-
82	-	-	-	-	54,00	27,67	-	-	-	-	-	-
83	-	-	-	-	20,00	10,25	-	-	-	-	33,00	8,27
84	-	-	-	-	11,00	7,11	-	-	-	-	26,00	5,28
85	0	0	0	19,71	24,00	14,87	0	0	41,00	33,94	-	-
86	-	-	-	-	21,00	10,17	-	-	-	-	-	-
87	0	0	3,50	5,02	-	-	-	-	-	-	-	-
88	-	-	-	-	48,00	9,75	-	-	-	-	-	-
89	0	0	598,00	11,93	-	-	-	-	-	-	-	-
90	0	0	0	35,91	163,00	40,85	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

Tabela 9.10 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
91	0	0	0	-9,61	10,00	0,00	-	-	-	-	38,00	5,42
92	0	0	0	9,00	65,00	9,26	0	0	38,00	27,64	-	-
93	-	-	-	-	12,00	7,12	-	-	-	-	28,00	7,02
94	-	-	-	-	30,00	16,19	-	-	-	-	-	-
95	-	-	-	-	42,00	31,50	-	-	-	-	-	-
96	-	-	-	-	38,00	15,02	-	-	-	-	-	-
97	-	-	-	-	15,00	8,90	-	-	-	-	-	-
98	-	-	-	-	34,00	8,52	-	-	-	-	13,00	5,14
99	0	0	0	8,47	42,00	0,00	-	-	-	-	28,00	8,17
100	0	0	255,00	42,17	37,00	17,92	-	-	-	-	-	-
101	-	-	-	-	22,00	14,78	0	0	22,00	16,03	-	-
102	-	-	-	-	5,00	2,97	-	-	-	-	42,00	5,99
103	0	0	40,50	13,61	23,00	16,05	-	-	-	-	-	-
104	0	0	0	10,70	38,00	24,55	0	7,48	41,48	14,26	-	-
105	0	0	0	23,00	31,00	25,69	0	0	29,00	15,37	-	-
106	-	-	-	-	43,00	15,61	-	-	-	-	-	-
107	0	0	0	-4,31	50,00	12,53	-	-	-	-	-	-
108	-	-	-	-	2,00	1,03	-	-	-	-	44,00	6,27
109	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	-	-
110	0	0	0	13,85	39,00	30,27	0	0	33,00	11,86	-	-
111	0	0	35,00	29,87	-	-	-	-	-	-	-	-
112	3,04	0	3,04	-7,33	68,00	13,81	-	-	-	-	-	-
113	0	0	0	16,57	6,00	0,00	-	-	-	-	28,00	10,16
114	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	38,00	5,42
115	-	-	-	-	22,00	7,23	-	-	-	-	-	-
116	17,38	3,82	21,20	-0,23	184,00	0,00	-	-	-	-	37,00	12,16
117	-	-	-	-	20,00	7,91	-	-	-	-	29,00	5,89
118	-	-	-	-	33,00	15,04	-	-	-	-	-	-

Tal como na situação anterior, também neste caso diversos geradores despachados pelo OM e associados a contratos bilaterais físicos são chamados a contribuir para compensar as perdas de potência activa. Em concreto, as perdas activas verificadas no sistema correspondem a 120,35 MW e são compensadas por diversos geradores despachados pelo OM e pelo gerador associado aos contratos bilaterais físicos ligado no nó 1 (contribuição de 5,45 MW).

Também neste caso existem geradores a operar num ponto de funcionamento correspondente a limites de funcionamento da máquina. Por exemplo, encontram-se nesta situação os dois geradores ligados ao nó 1, sendo um deles despachado pelo OM e estando o outro associado a contratos bilaterais físicos.

Na Tabela 9.11 apresentam-se os valores obtidos para os preços marginais nodais de potência activa e reactiva. O preço marginal de potência activa no nó 10 é negativo, -54,000 €/MW.h, pelo facto de ocorrer um ajuste negativo alocado ao gerador despachado pelo OM ligado a este nó. Também ligado a este nó, existe um gerador associado aos contratos bilaterais que possui uma oferta de ajuste mais barata, 48,00 €/MW.h. No entanto, este gerador apresenta um ajuste de potência activa que se encontra no limite mínimo não sendo por si só suficiente para ultrapassar o congestionamento existente no ramo 9-10. Esta situação impõe a redução de produção no outro gerador ligado ao nó 10 que possui uma oferta de ajuste de 54,00 €/MW.h. Esta nova redução determina o preço marginal de potência activa neste nó. Assim, se admitirmos a existência de um aumento do valor da potência activa da carga no nó 10, o gerador ligado este nó despachado pelo OM compensaria esse aumento na medida em que apresentaria um impacto mais elevado no valor da função objectivo dado que iria reduzir o valor dessa função em 54,00 €. Este valor corresponde à diminuição de uma unidade do valor do ajuste negativo alocado a este gerador. Assinala-se ainda que não haveria qualquer alteração do valor da potência activa de perdas dado que o aumento da potência de carga do nó 10 seria compensado por um gerador ligado a este mesmo nó.

Observando a Tabela 9.11, constata-se ainda que existem vários nós da rede que apresentam preços marginais de potência activa coincidentes com a oferta de ajuste de um gerador ligado a esse mesmo nó, podendo corresponder a um gerador despachado pelo OM ou a um gerador associado aos contratos bilaterais físicos, dependendo do benefício medido através da função objectivo.

Finalmente, assinala-se também que o preço marginal nodal da potência reactiva em diversos nós é nulo. Em concreto, verifica-se que todos os nós em que esse preço é nulo possuem geradores a eles ligados. Assim, um aumento da potência reactiva de carga num desses nós é directamente compensado pelo gerador ligado a esse nó não ocorrendo qualquer custo de oportunidade nem qualquer impacto sobre as perdas activas. Nestas condições, um aumento da potência reactiva de carga não tem qualquer impacto na função objectivo.

Tabela 9.11 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva com o Modelo 4 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	52,417	0,242	41	52,197	-0,035	81	48,831	-0,016
2	52,571	0,230	42	51,881	0,000	82	49,900	0,308
3	52,248	0,215	43	51,047	-0,518	83	49,852	0,325
4	51,127	0,000	44	51,027	-0,279	84	49,416	0,240
5	51,003	0,015	45	50,869	0,073	85	48,647	0,000
6	51,896	0,000	46	49,927	0,000	86	48,958	0,030
7	52,041	0,023	47	49,763	-0,010	87	48,921	0,000
8	50,938	0,000	48	49,860	0,064	88	48,371	0,053
9	50,440	-0,215	49	49,650	0,000	89	47,867	0,000
10	-54,000	0,000	50	50,607	0,159	90	49,233	0,000
11	51,923	0,101	51	51,710	0,361	91	49,365	0,000
12	52,000	0,000	52	51,898	0,339	92	48,712	0,030
13	52,556	0,295	53	51,735	0,192	93	49,419	0,239
14	52,476	0,047	54	50,903	0,000	94	49,575	0,242
15	51,623	0,000	55	50,906	0,000	95	49,813	0,388
16	52,274	0,187	56	50,947	0,000	96	49,721	0,279
17	51,001	0,049	57	51,226	0,191	97	49,432	0,179
18	51,436	0,000	58	51,926	0,292	98	49,480	0,072
19	51,532	0,000	59	49,734	0,000	99	49,705	0,000
20	51,741	0,164	60	49,277	-0,001	100	49,340	0,000
21	51,682	0,283	61	49,160	0,000	101	49,195	0,000
22	51,419	0,336	62	49,189	0,000	102	49,065	0,057
23	50,117	0,153	63	49,461	0,024	103	49,994	0,000
24	50,000	0,000	64	49,202	0,014	104	50,405	0,000
25	48,919	0,118	65	48,832	0,000	105	50,744	0,006
26	49,146	0,000	66	48,636	0,000	106	50,883	0,080
27	51,000	0,000	67	49,058	0,036	107	51,518	0,000
28	51,355	0,049	68	48,762	-0,030	108	51,377	0,080
29	51,569	0,023	69	48,412	0,000	109	51,353	0,065
30	50,776	0,036	70	50,000	0,000	110	51,164	0,000
31	51,513	0,000	71	50,144	0,004	111	50,854	0,000
32	51,180	0,000	72	50,229	0,000	112	52,000	0,000
33	51,464	0,085	73	50,274	0,000	113	51,182	0,000
34	50,816	0,000	74	50,132	0,000	114	51,294	0,089
35	50,881	0,008	75	50,038	0,055	115	51,250	0,094
36	50,851	0,000	76	50,285	0,000	116	52,000	0,000
37	50,725	-0,014	77	49,475	0,000	117	52,969	0,279
38	50,580	0,073	78	49,576	0,086	118	50,298	0,092
39	51,726	0,072	79	49,507	0,136	x	x	x
40	52,000	0,000	80	48,995	0,000	x	x	x

Em contrapartida ao referido no parágrafo anterior, os nós 92 e 105 têm geradores a eles ligados mas o preço marginal de potência reactiva é não nulo. Esta situação deve-se ao facto dos geradores ligados a estes dois nós estarem a operar num ponto de funcionamento que se situa sobre um dos limites do respectivo diagrama de capacidade. Nestas condições, um aumento da potência reactiva de uma carga ligada ao nó 92, (ou ao nó 105) será

compensado por um gerador com capacidade disponível ligado a outro nó do sistema originando uma alteração no valor da função objectivo correspondente ao impacto na potência activa de perdas.

O valor da função objectivo corresponde a 13197,51 € e os trânsitos de potências activa e aparente nos ramos 9-10 e 68-116 são agora de -399,99 MW, 400,00 MVA e 199,98 MW, 200,00 MVA, respectivamente. O tempo de processamento foi de 416,5 segundos correspondendo a 106 iterações realizadas pelo SLP.

A Figura 9.3 mostra os perfis do módulo das tensões obtidos pelo Modelo 4 para os dois casos de estudo realizados.

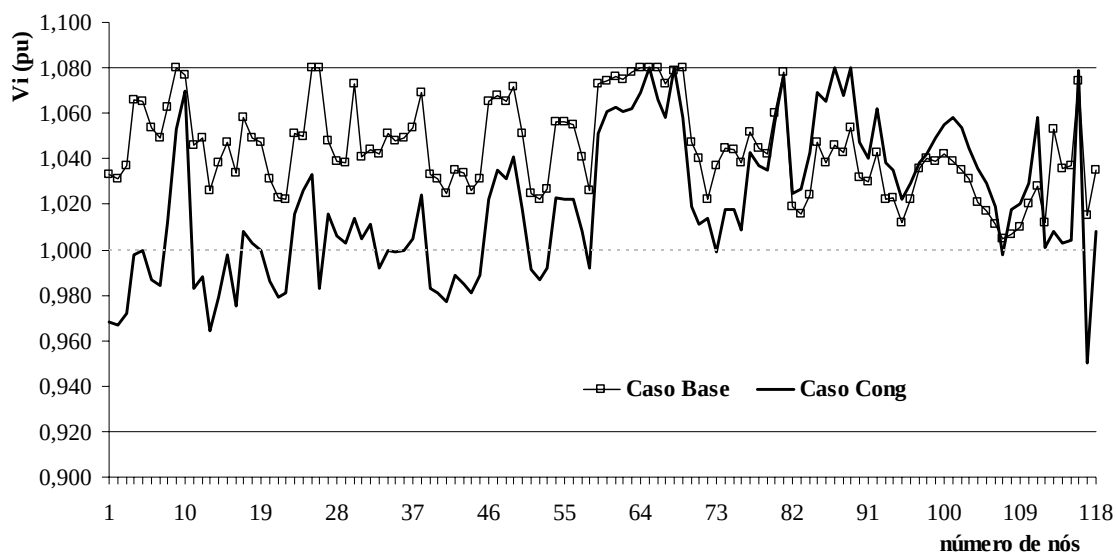


Figura 9.3 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelo Modelo 4 para o Caso Base e Caso Cong para a rede teste de 118 nós do IEEE.

Na Figura 9.3 verifica-se que o perfil do módulo das tensões obtido para o Caso Base se situa na metade superior referente à gama de valores especificados para os limites do módulo das tensões. Assim, os valores do módulo das tensões no sistema são superiores a 1,00 pu existindo mesmo diversos nós do sistema que apresentam o valor do módulo da tensão no limite máximo, 1,08 pu. Esta situação deve-se ao facto de no Caso Base o problema corresponder, de algum modo, a um problema de minimização de perdas activas uma vez que não ocorrem ajustes de potência activa impostos pela violação de restrições técnicas e, também, porque a parcela de perdas activas da função objectivo está afectada apenas pelo preço de mercado. Assim, o perfil do módulo das tensões obtido para este caso

apresenta-se, de algum modo, coerente com a condição de que as perdas são tanto menores quanto maior for o nível de tensão existente para a mesma potência.

A Figura 9.4 apresenta os perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos através do Modelo 4 para os dois casos considerados.

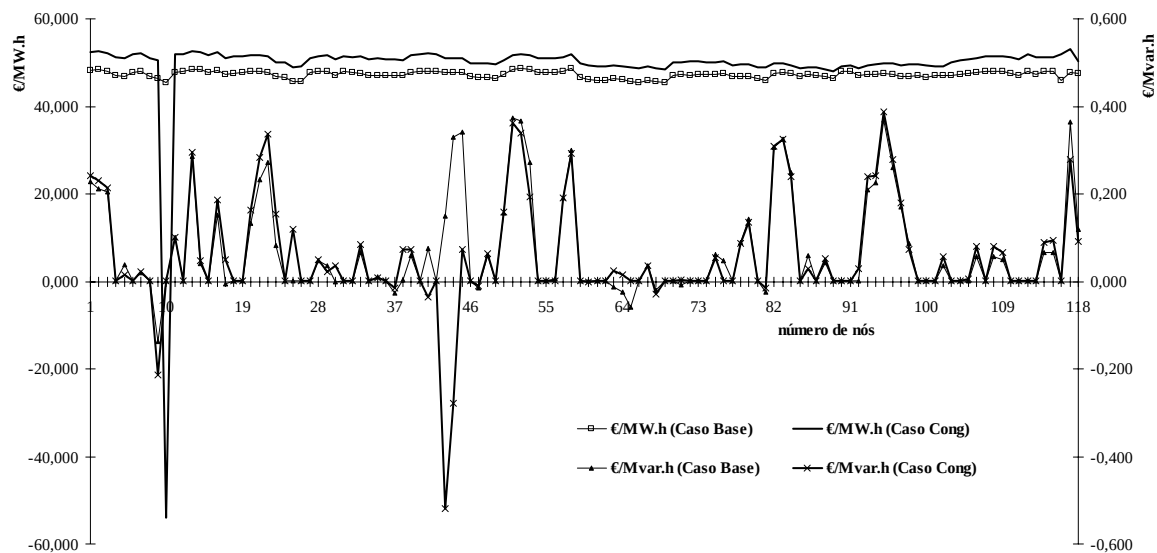


Figura 9.4 – Perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos pelo Modelo 4 para o Caso Base e Caso Cong para a rede teste de 118 nós do IEEE.

Na Figura 9.4 observa-se que os perfis dos preços marginais nodais de potência activa apresentam, em ambos os casos de estudo, valores bastante regulares nos nós do sistema, com excepção para o preço no nó 10 obtido para o Caso Cong. Relativamente aos perfis dos preços marginais nodais de potência reactiva verifica-se, em ambos os casos, uma acentuada irregularidade de preços em toda a extensão do sistema, indicando a natureza local associada à potência reactiva indispensável para o controlo de tensão e para o suporte de potência reactiva do sistema. Este aspecto é, de certo modo, perceptível através da observação do perfil do módulo das tensões e do perfil dos preços marginais nodais de potência reactiva apresentando ambos os perfis variações com algum grau de correlação.

9.3.2 Modelo 5

Este modelo corresponde a um problema contínuo em que não são permitidos ajustes cruzados entre agentes despachados pelo OM e agentes associados aos contratos bilaterais físicos.

A. Caso Base

O Caso Base relativo a este Modelo 5 é idêntico ao obtido pelo Modelo 4 na medida em que não são necessários ajustes de potência activa a efectuar ao programa base determinado pelo Operador de Mercado nem no conjunto de produções e cargas associados aos contratos bilaterais físicos. Deste modo, apresentam-se na Tabela 9.12 os preços marginais nodais de potência activa associados ao subsistema gerido pelo OM e ao subsistema de contratos bilaterais, bem como os preços marginais nodais de potência reactiva obtidos pelo Modelo 5.

Observando os valores dos preços marginais nodais de potência activa para o subsistema gerido pelo OM, verifica-se a existência de preços em diversos nós com o valor de 51,000 €/MW.h correspondente à oferta de ajuste de vários geradores associados a este subsistema (geradores ligados aos nós 1, 26, 27, 56, 59, 77, 80 e 105). Verifica-se que nesses nós os preços marginais de potência activa obtidos são inferiores à oferta de ajuste dos geradores a eles ligados, excepto no caso do nó 56 que apresenta o valor de 51,00 €/MW.h para a oferta de ajuste e no caso do nó 1 que apresenta um valor superior à oferta de ajuste do gerador aí ligado, 51,305 €/MW.h.

No caso do preço marginal de potência activa obtido no nó 1, verifica-se que o gerador ligado a este nó está a funcionar no seu limite de potência activa (bem como no limite de potência reactiva) dado ter sido despachado para contribuir para compensar as perdas activas com 25,00 MW. Nestas condições, este gerador não pode aumentar a sua produção para compensar um aumento de potência activa da carga ligada ao nó 1. Este aumento da carga tem de ser compensado por um gerador ligado a outro nó originando um impacto na potência activa de perdas.

Considerando agora os outros nós referidos possuindo preços inferiores à oferta de ajuste dos geradores aí ligados no valor de 51,00 €/MW.h (nós 26, 27, 59, 77, 80 e 105), um aumento da potência activa de carga é compensado por um gerador ligado a um nó diferente destes resultando numa diminuição do valor das perdas activas do sistema. Deste modo, obtém-se um preço marginal nodal inferior à oferta de ajuste de qualquer um dos geradores referidos com ofertas de 51,00 €/MW.h.

Em relação ao preço marginal obtido para o nó 56, no valor de 51,000 €/MW.h, verifica-se que o gerador ligado a este nó possui uma oferta de ajuste de 51,00 €/MW.h e, por outro lado, ainda apresenta a capacidade de ajuste de potência activa disponível no valor de

5,72 MW, isto é, 22,0% de $P_{g_i}^{\max}$. Assim, este gerador acompanha o aumento da potência activa de carga ligada ao nó 56 não resultando daqui qualquer impacto na parcela da função objectivo referente a perdas activas. Deste modo, este gerador corresponde também ao gerador que aumentaria a sua produção para compensar aumentos isolados da potência activa de cada uma das cargas ligadas aos outros nós correspondendo assim ao gerador marginal do subsistema de mercado centralizado.

Tabela 9.12 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 5 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base.

nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	51,305	48,173	0,221	41	50,915	47,784	0,014	81	49,114	45,982	-0,019
2	51,485	48,354	0,208	42	51,000	47,868	0,000	82	50,816	47,684	0,307
3	51,137	48,005	0,198	43	50,784	47,652	0,078	83	50,953	47,822	0,323
4	50,098	47,000	0,000	44	51,027	47,895	0,304	84	50,745	47,613	0,250
5	49,974	46,842	0,032	45	50,888	47,757	0,331	85	50,006	46,875	0,000
6	50,837	47,706	0,000	46	50,026	46,894	0,000	86	50,350	47,218	0,060
7	50,989	47,858	0,019	47	49,801	46,670	-0,015	87	50,294	47,163	0,000
8	50,005	46,873	0,000	48	49,849	46,717	0,057	88	49,986	46,855	0,047
9	49,421	46,290	-0,108	49	49,609	46,478	0,000	89	49,608	46,476	0,000
10	48,813	45,682	0,000	50	50,576	47,444	0,151	90	51,000	47,868	0,000
11	50,891	47,759	0,098	51	51,697	48,566	0,369	91	51,000	47,868	0,000
12	51,000	47,868	0,000	52	51,895	48,764	0,362	92	50,092	46,960	0,000
13	51,514	48,382	0,283	53	51,772	48,640	0,269	93	50,564	47,433	0,202
14	51,478	48,346	0,039	54	50,954	47,823	0,000	94	50,464	47,332	0,226
15	50,826	47,694	0,000	55	50,959	47,828	0,000	95	50,699	47,567	0,371
16	51,303	48,171	0,144	56	51,000	47,868	0,005	96	50,574	47,443	0,260
17	50,257	47,126	-0,026	57	51,233	48,102	0,185	97	50,125	46,993	0,169
18	50,676	47,544	0,000	58	51,927	48,795	0,295	98	50,027	46,895	0,089
19	50,774	47,643	0,000	59	49,773	46,641	0,000	99	50,257	47,125	0,000
20	51,049	47,918	0,060	60	49,314	46,183	-0,001	100	49,847	46,715	0,000
21	51,054	47,922	0,104	61	49,197	46,066	0,000	101	50,092	46,961	0,000
22	50,879	47,747	0,079	62	49,219	46,088	0,000	102	50,310	47,179	0,035
23	49,808	46,677	0,056	63	49,514	46,383	-0,011	103	50,156	47,025	0,000
24	49,791	46,659	0,000	64	49,256	46,124	-0,020	104	50,499	47,368	0,000
25	48,637	45,505	0,000	65	48,896	45,764	-0,057	105	50,699	47,567	0,000
26	48,792	45,660	0,000	66	48,633	45,502	0,000	106	50,843	47,711	0,007
27	50,701	47,569	0,000	67	49,072	45,940	0,033	107	51,000	47,868	0,000
28	50,908	47,776	-0,250	68	48,948	45,817	-0,017	108	51,131	48,000	0,048
29	51,072	47,940	-0,058	69	48,665	45,534	0,000	109	51,012	47,880	0,042
30	50,083	46,951	0,009	70	50,273	47,141	0,000	110	50,562	47,430	0,000
31	51,000	47,868	0,000	71	50,392	47,260	-0,007	111	50,111	46,979	0,000
32	50,776	47,645	0,000	72	50,253	47,121	0,000	112	51,000	47,868	0,000
33	50,728	47,596	0,065	73	50,537	47,406	0,000	113	50,473	47,341	0,000
34	50,197	47,065	0,000	74	50,500	47,369	0,000	114	50,916	47,785	0,085
35	50,269	47,137	0,009	75	50,426	47,295	0,058	115	50,916	47,785	0,082
36	50,245	47,113	0,000	76	50,817	47,686	0,045	116	48,981	45,849	0,000
37	50,089	46,957	-0,033	77	50,031	46,899	0,000	117	50,907	47,776	0,490
38	50,064	46,932	0,013	78	50,135	47,003	0,089	118	50,755	47,623	0,115
39	50,848	47,716	0,058	79	50,060	46,929	0,142	x	x	x	x
40	51,000	47,868	0,000	80	49,516	46,384	0,000	x	x	x	x

Relativamente ao subsistema associado a contratos bilaterais, o gerador ligado ao nó 4 corresponde ao gerador marginal deste subsistema. Este facto decorre de o preço marginal de potência activa obtido neste nó corresponder à oferta de ajuste do gerador aí ligado. A oferta de ajuste deste gerador é de 47,00 €/MW.h sendo a mais barata associada a este subsistema a par da oferta de ajuste do gerador ligado ao nó 46. No entanto, se ocorrer um aumento da potência activa de carga no nó 46 associada a um contrato bilateral verifica-se que o gerador ligado ao nó 4 incrementa a sua produção daí resultando uma diminuição da potência activa de perdas. Por esta razão, o valor obtido para o preço marginal no nó 46 é inferior à oferta de ajuste no nó 4 (46,894 €/MW.h contra 47,00 €/MW.h).

Quanto aos preços marginais nodais de potência reactiva, obtiveram-se valores nulos em vários nós indicando a existência de capacidade disponível de produção de potência reactiva em cada um desses nós. Nestas condições, o aumento de 1 Mvar da carga ligada a estes nós é directamente compensado pelo gerador ligado a esse mesmo nó não originando qualquer impacto no valor da função objectivo, quer por variação da potência activa de perdas quer por perda de oportunidade inerente ao ponto de operação da máquina.

B. Caso Cong

Em seguida, o limite de potência aparente nos ramos 9-10 e 68-116 foi reduzido de 500,0 MVA para 400,0 MVA e 200,0 MVA, respectivamente. Nestas condições, na Tabela 9.13 apresentam-se os valores obtidos para o módulo e para a fase das tensões.

Na Figura 9.5 estão representados os perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 4 e 5 para o Caso Cong. Verifica-se que os módulos das tensões obtidos pelos dois modelos apresentam diferenças significativas em diversos nós do sistema. Considerando, por exemplo, os valores do módulo da tensão obtidos para os nós 33 a 44 e 99 a 112, verificam-se valores significativamente diferentes pelo facto de nessas áreas do sistema ocorrerem alterações no despacho final de potência reactiva. Estas alterações foram determinadas pela necessidade de se alterar o despacho final de potência activa uma vez que os ajustes de potência activa obtidos com o Modelo 4 têm agora de ser alterados visto que não são permitidas transferências de potência activa entre o conjunto dos agentes despachados pelo OM e o conjunto dos agentes possuindo contratos bilaterais.

Tabela 9.13 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 5 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,964	-33,370	41	1,004	-27,360	81	1,078	-7,850
2	0,962	-33,670	42	1,012	-25,600	82	1,026	-9,630
3	0,969	-32,980	43	1,002	-24,180	83	1,028	-9,250
4	0,998	-29,100	44	0,988	-20,140	84	1,044	-7,610
5	1,002	-28,560	45	0,992	-17,850	85	1,069	-5,790
6	0,985	-31,990	46	1,018	-14,180	86	1,062	-6,850
7	0,981	-32,410	47	1,035	-13,230	87	1,072	-6,560
8	1,023	-22,800	48	1,032	-13,930	88	1,068	-3,340
9	1,064	-16,660	49	1,043	-13,410	89	1,080	0,000
10	1,080	-10,360	50	1,019	-16,250	90	1,045	-5,940
11	0,980	-31,550	51	0,990	-19,610	91	1,045	-6,740
12	0,982	-32,020	52	0,986	-20,390	92	1,061	-4,760
13	0,963	-32,930	53	0,990	-20,890	93	1,036	-7,390
14	0,976	-33,010	54	1,020	-18,210	94	1,032	-8,300
15	1,003	-29,250	55	1,020	-18,320	95	1,020	-9,130
16	0,972	-32,540	56	1,019	-18,360	96	1,028	-9,210
17	1,012	-27,290	57	1,007	-18,500	97	1,039	-8,620
18	1,007	-28,700	58	0,990	-20,430	98	1,041	-9,100
19	1,005	-28,760	59	1,048	-14,750	99	1,043	-9,840
20	0,990	-28,770	60	1,057	-11,400	100	1,047	-7,810
21	0,982	-27,870	61	1,060	-10,710	101	1,052	-7,090
22	0,983	-26,110	62	1,058	-10,700	102	1,052	-6,400
23	1,016	-19,590	63	1,060	-11,880	103	1,031	-9,970
24	1,022	-18,580	64	1,067	-10,440	104	1,018	-11,820
25	1,034	-12,320	65	1,078	-8,000	105	1,010	-12,940
26	0,986	-10,520	66	1,067	-7,120	106	1,001	-13,440
27	1,018	-25,040	67	1,057	-9,530	107	0,975	-15,610
28	1,008	-26,680	68	1,080	-8,120	108	0,996	-14,480
29	1,005	-27,670	69	1,059	-5,180	109	0,997	-14,400
30	1,022	-22,110	70	1,018	-12,080	110	1,004	-13,850
31	1,007	-27,580	71	1,003	-13,140	111	1,010	-12,340
32	1,012	-25,830	72	1,000	-16,290	112	0,987	-15,790
33	1,005	-27,980	73	0,985	-13,760	113	1,010	-27,620
34	1,025	-25,190	74	1,023	-11,850	114	1,004	-26,740
35	1,023	-25,520	75	1,024	-11,250	115	1,005	-26,640
36	1,024	-25,390	76	1,024	-12,090	116	1,079	-8,530
37	1,027	-24,870	77	1,047	-9,000	117	0,945	-36,010
38	1,037	-21,060	78	1,041	-9,310	118	1,018	-12,050
39	1,010	-26,770	79	1,038	-9,110	x	x	x
40	1,010	-27,040	80	1,059	-7,360	x	x	x

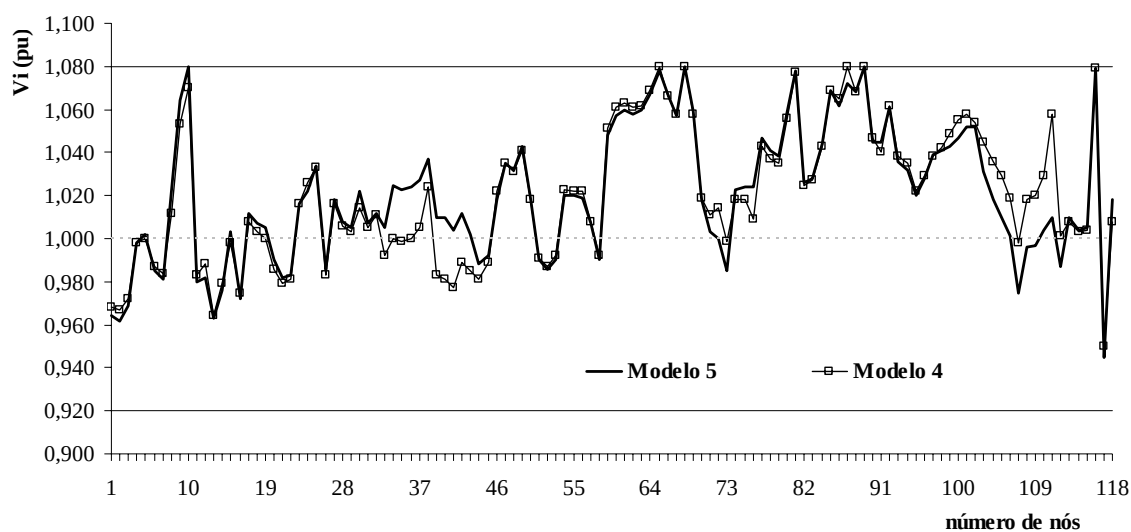


Figura 9.5 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 4 e 5 para o Caso Cong utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE.

O despacho final de potência activa e reactiva, apresentado na Tabela 9.14, na Tabela 9.15 e na Tabela 9.16, não apresenta ajustes de potência activa afecta às cargas não havendo, por isso, corte de carga. Como referido anteriormente, os nós 5, 9, 30, 37, 63, 64, 68, 71 e 81 não têm consumo nem produção tendo sido eliminados destas tabelas.

As perdas activas do sistema correspondem a 119,45 MW e são compensadas por vários geradores dispersos no sistema. Os geradores associados aos contratos bilaterais ligados aos nós 1 e 12 são os únicos geradores deste subsistema de transacção que contribuem para compensar as perdas activas do sistema com 11,00 MW e 4,40 MW, respectivamente. Diversos geradores despachados pelo OM contribuem, no seu conjunto, com 104,05 MW para compensar as perdas activas do sistema.

Também neste modelo se verificam diversos ajustes de potência activa alocados a geradores associados aos dois subsistemas de transacção de energia eléctrica. Contudo, os ajustes efectuados em cada um dos subsistemas são totalmente compensados no próprio subsistema, não existindo qualquer transferência de potência activa entre ambos.

Tabela 9.14 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 5 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	$\Delta P_{g_i}^{perd}$ (MW)	$\Delta P_{g_i}^{ajt}$ (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)	$\Delta P_{g_i}^{perd}$ (MW)	$\Delta P_{g_i}^{ajt}$ (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)
1	21,25	3,75	25,00	14,23	51,00	27,53	11,00	0	48,00	13,57	34,00	6,90
2	-	-	-	-	20,00	9,11	-	-	-	-	34,00	9,92
3	-	-	-	-	39,00	9,77	-	-	-	-	27,00	3,85
4	0	0	0	3,80	39,00	11,38	0	3,96	21,96	1,87	42,00	10,53
6	0	0	0	34,21	52,00	22,15	-	-	-	-	21,00	4,26
7	-	-	-	-	19,00	2,71	-	-	-	-	37,00	9,27
8	0	0	0	-71,82	28,00	0,00	-	-	-	-	-	-
10	0	-81,16	369,84	-33,69	-	-	0	-11,10	25,90	3,65	-	-
11	-	-	-	-	70,00	23,01	-	-	-	-	-	-
12	39,39	12,17	135,56	65,72	47,00	9,54	4,40	0	43,40	7,87	-	-
13	-	-	-	-	34,00	16,47	-	-	-	-	28,00	5,69
14	-	-	-	-	14,00	0,00	-	-	-	-	43,00	6,13
15	0	0	0	27,38	90,00	29,58	0	0	35,00	11,57	-	-
16	-	-	-	-	25,00	9,88	-	-	-	-	39,00	7,92
17	-	-	-	-	11,00	3,21	-	-	-	-	25,00	8,22
18	0	0	0	33,60	60,00	34,00	0	0	14,00	3,53	-	-
19	0	0	0	16,51	45,00	25,50	0	0	41,00	15,12	-	-
20	-	-	-	-	18,00	2,57	-	-	-	-	-	-
21	-	-	-	-	14,00	7,93	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	10,00	5,12	-	-	-	-	32,00	4,56
23	-	-	-	-	7,00	2,98	-	-	-	-	28,00	3,99
24	0	0	0	16,03	13,00	0,00	0	0	34,00	3,43	28,00	7,02
25	0	0	224,00	119,64	0	0	-	-	-	-	-	-
26	0	0	316,00	-207,57	-	-	-	-	-	-	-	-
27	0	30,90	30,90	49,58	71,00	14,42	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	17,00	7,24	-	-	-	-	-	-
29	-	-	-	-	24,00	3,42	-	-	-	-	-	-
31	0	0	6,50	28,55	43,00	26,65	0	0	8,00	0,00	-	-
32	0	0	0	23,36	59,00	23,32	0	0	23,00	12,38	-	-
33	-	-	-	-	23,00	9,09	-	-	-	-	-	-
34	0	0	0	12,85	59,00	25,13	0	0	27,00	12,07	-	-
35	-	-	-	-	33,00	9,63	-	-	-	-	16,00	4,67
36	0	0	0	13,37	31,00	16,73	0	0	42,00	13,84	-	-
38	-	-	-	-	28,00	8,17	-	-	-	-	-	-
39	-	-	-	-	27,00	10,67	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 9.15 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 5 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
40	23,27	12,53	35,80	29,78	66,00	23,96	-	-	-	-	-	-
41	-	-	-	-	37,00	9,27	-	-	-	-	-	-
42	0	0	0	33,32	96,00	24,06	-	-	-	-	-	-
43	-	-	-	-	18,00	7,11	-	-	-	-	-	-
44	-	-	-	-	16,00	8,20	-	-	-	-	-	-
45	-	-	-	-	53,00	22,58	-	-	-	-	-	-
46	0	0	18,00	-4,22	28,00	10,16	0	7,14	39,14	1,36	-	-
47	-	-	-	-	34,00	0,00	-	-	-	-	-	-
48	-	-	-	-	20,00	10,80	-	-	-	-	-	-
49	0	0	170,00	85,40	87,00	28,60	0	0	40,00	3,00	-	-
50	-	-	-	-	17,00	4,26	-	-	-	-	25,00	3,56
51	-	-	-	-	17,00	8,23	-	-	-	-	26,00	5,28
52	-	-	-	-	18,00	5,25	-	-	-	-	-	-
53	-	-	-	-	23,00	11,14	-	-	-	-	23,00	3,28
54	0	0	47,00	27,28	113,00	32,96	0	0	46,00	0,02	-	-
55	0	0	0	8,98	63,00	22,87	0	0	35,00	11,27	-	-
56	0	5,72	5,72	15,00	84,00	17,06	0	0	41,00	17,17	-	-
57	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	24,00	9,49
58	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	48,00	6,84
59	0	0	157,00	93,75	277,00	109,48	-	-	-	-	-	-
60	-	-	-	-	78,00	0,00	-	-	-	-	-	-
61	0	0	131,00	-27,52	-	-	-	-	-	-	-	-
62	0	0	0	3,29	77,00	15,64	0	0	51,00	7,43	-	-
65	0	0	392,50	-23,12	-	-	-	-	-	-	-	-
66	0	0	394,00	-6,67	39,00	17,77	0	0	40,00	0,78	-	-
67	-	-	-	-	28,00	7,02	-	-	-	-	-	-
69	0	0	532,00	-78,81	0	0	-	-	-	-	-	-
70	0	0	0	14,21	66,00	19,25	0	0	37,00	8,34	-	-
72	0	0	0	-13,08	12,00	0,00	-	-	-	-	-	-
73	0	0	0	-28,01	6,00	0,00	-	-	-	-	24,00	4,87
74	0	0	0	5,03	68,00	26,88	0	0	47,00	28,34	-	-
75	-	-	-	-	47,00	11,78	-	-	-	-	-	-
76	0	0	0	23,00	68,00	36,70	0	0	30,00	18,51	-	-
77	0	0	0	61,48	61,00	27,79	0	0	37,00	20,75	-	-
78	-	-	-	-	71,00	25,77	-	-	-	-	-	-
79	-	-	-	-	39,00	32,32	-	-	-	-	-	-
80	0	0	415,00	28,46	130,00	26,40	-	-	-	-	-	-
82	-	-	-	-	54,00	27,67	-	-	-	-	-	-
83	-	-	-	-	20,00	10,25	-	-	-	-	33,00	8,27
84	-	-	-	-	11,00	7,11	-	-	-	-	26,00	5,28
85	0	0	0	21,79	24,00	14,87	0	0	41,00	35,44	-	-
86	-	-	-	-	21,00	10,17	-	-	-	-	-	-
87	0	0	3,50	1,97	-	-	-	-	-	-	-	-
88	-	-	-	-	48,00	9,75	-	-	-	-	-	-
89	0	0	598,00	15,88	-	-	-	-	-	-	-	-
90	0	0	0	24,46	163,00	40,85	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

Tabela 9.16 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 5 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
91	0	0	0	4,77	10,00	0,00	-	-	-	-	38,00	5,42
92	0	0	0	9,00	65,00	9,26	0	0	38,00	27,64	-	-
93	-	-	-	-	12,00	7,12	-	-	-	-	28,00	7,02
94	-	-	-	-	30,00	16,19	-	-	-	-	-	-
95	-	-	-	-	42,00	31,50	-	-	-	-	-	-
96	-	-	-	-	38,00	15,02	-	-	-	-	-	-
97	-	-	-	-	15,00	8,90	-	-	-	-	-	-
98	-	-	-	-	34,00	8,52	-	-	-	-	13,00	5,14
99	0	0	0	6,11	42,00	0,00	-	-	-	-	28,00	8,17
100	0	0	255,00	43,10	37,00	17,92	-	-	-	-	-	-
101	-	-	-	-	22,00	14,78	0	0	22,00	15,95	-	-
102	-	-	-	-	5,00	2,97	-	-	-	-	42,00	5,99
103	0	0	40,50	12,27	23,00	16,05	-	-	-	-	-	-
104	0	0	0	9,86	38,00	24,55	0	0	34,00	12,44	-	-
105	0	1,08	1,08	22,61	31,00	25,69	0	0	29,00	15,22	-	-
106	-	-	-	-	43,00	15,61	-	-	-	-	-	-
107	0	0	0	-8,22	50,00	12,53	-	-	-	-	-	-
108	-	-	-	-	2,00	1,03	-	-	-	-	44,00	6,27
109	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	-	-
110	0	0	0	15,66	39,00	30,27	0	0	33,00	13,93	-	-
111	0	0	35,00	-2,17	-	-	-	-	-	-	-	-
112	13,98	0	13,98	6,66	68,00	13,81	-	-	-	-	-	-
113	0	0	0	11,12	6,00	0,00	-	-	-	-	28,00	10,16
114	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	38,00	5,42
115	-	-	-	-	22,00	7,23	-	-	-	-	-	-
116	6,16	15,01	21,17	1,86	184,00	0,00	-	-	-	-	37,00	12,16
117	-	-	-	-	20,00	7,91	-	-	-	-	29,00	5,89
118	-	-	-	-	33,00	15,04	-	-	-	-	-	-

Os preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos são apresentados na Tabela 9.17.

Consideremos, por exemplo, os preços marginais de potência activa nos nós 26 e 27 correspondentes ao subsistema associado ao OM, 49,231 €/MW.h e 51,000 €/MW.h, respectivamente. Tanto o gerador ligado ao nó 26 como o gerador ligado ao nó 27 despachados pelo OM apresentam um preço de ajuste de 51,00 €/MW.h. O preço marginal de potência activa no nó 27 corresponde ao preço de ajuste do gerador ligado a este nó, o que não se verifica para o nó 26. Este facto é explicado pelo impacto no custo das perdas activas se ocorrer um aumento de potência activa no nó 26 e não está relacionado com o preço dos ajustes uma vez que ambos os geradores apresentam o mesmo preço. Com efeito, o trânsito de potência activa no ramo que liga os nós 26 e 27 é no sentido do nó 26 para o nó 27. Assim, se o gerador ligado ao nó 27 aumentar a sua produção para

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

compensar um aumento de carga no nó 26, o valor do trânsito de potência activa neste ramo irá diminuir ligeiramente diminuindo, portanto, as perdas activas no sistema. Esta situação apresenta um impacto na função objectivo mais benéfico do que o que ocorreria se a compensação daquele aumento de carga fosse realizada no gerador ligado ao nó 26. Se tal ocorresse, não haveria qualquer impacto no valor das perdas activas. Por esta razão, o preço marginal de potência activa no nó 26 tem um valor inferior ao do nó 27, isto é, 49,231 €/MW.h.

Tabela 9.17 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 5 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	52,349	49,254	0,000	41	52,225	49,130	0,032	81	49,071	45,975	-0,006
2	52,548	49,453	0,144	42	51,954	48,859	0,000	82	50,214	47,119	0,299
3	52,163	49,068	-0,104	43	51,377	48,282	0,074	83	50,184	47,089	0,316
4	51,150	48,055	0,000	44	51,314	48,218	0,121	84	49,771	46,675	0,230
5	51,023	47,928	-0,026	45	51,103	48,007	0,239	85	49,011	45,916	0,000
6	51,910	48,815	0,000	46	50,095	47,000	0,000	86	49,317	46,221	0,043
7	52,050	48,955	0,022	47	49,959	46,863	-0,011	87	49,271	46,176	0,000
8	50,987	47,892	0,000	48	50,053	46,958	0,064	88	48,758	45,663	0,049
9	50,496	47,401	-0,109	49	49,849	46,754	0,000	89	48,266	45,171	0,000
10	-54,000	-57,095	0,000	50	50,819	47,724	0,159	90	49,637	46,542	0,000
11	51,932	48,837	0,093	51	51,916	48,821	0,291	91	49,792	46,696	0,000
12	52,000	48,905	0,000	52	52,087	48,991	0,206	92	49,080	45,985	0,030
13	52,575	49,480	0,279	53	51,890	48,795	-0,122	93	49,760	46,665	0,232
14	52,496	49,401	0,050	54	51,142	48,047	0,000	94	49,888	46,793	0,237
15	51,684	48,588	0,000	55	51,149	48,054	0,000	95	50,125	47,030	0,381
16	52,296	49,201	0,184	56	51,190	48,095	0,004	96	50,030	46,934	0,269
17	51,064	47,968	0,022	57	51,459	48,364	0,194	97	49,723	46,628	0,173
18	51,501	48,406	0,000	58	52,153	49,057	0,256	98	49,747	46,652	0,039
19	51,601	48,506	0,000	59	49,950	46,854	0,000	99	49,983	46,888	0,000
20	51,816	48,721	0,163	60	49,486	46,391	-0,001	100	49,610	46,515	0,000
21	51,764	48,669	0,289	61	49,368	46,273	0,000	101	49,507	46,412	0,000
22	51,510	48,415	0,354	62	49,395	46,300	0,000	102	49,417	46,322	0,054
23	50,208	47,113	0,149	63	49,674	46,579	0,013	103	50,215	47,120	0,000
24	50,107	47,011	0,000	64	49,413	46,318	0,012	104	50,683	47,588	0,000
25	49,006	45,911	0,110	65	49,042	45,947	0,000	105	51,000	47,905	0,000
26	49,231	46,136	0,000	66	48,836	45,741	0,000	106	51,152	48,057	0,077
27	51,000	47,905	0,000	67	49,253	46,158	-0,003	107	51,800	48,705	0,000
28	51,298	48,203	0,062	68	48,987	45,892	-0,008	108	51,566	48,471	0,067
29	51,566	48,470	0,027	69	48,640	45,544	0,000	109	51,505	48,410	0,056
30	50,855	47,760	-0,006	70	50,203	47,107	0,000	110	51,212	48,117	0,000
31	51,532	48,437	0,000	71	50,323	47,228	0,013	111	50,759	47,664	0,000
32	51,235	48,139	0,000	72	50,347	47,252	0,000	112	52,000	48,905	0,000
33	51,556	48,461	0,086	73	50,441	47,345	0,000	113	51,242	48,147	0,000
34	50,973	47,878	0,000	74	50,386	47,290	0,000	114	51,396	48,301	0,072
35	51,049	47,954	0,015	75	50,298	47,203	0,061	115	51,361	48,266	0,074
36	51,024	47,929	0,000	76	50,613	47,518	0,047	116	52,000	48,905	0,000
37	50,872	47,777	0,003	77	49,757	46,661	0,000	117	52,593	49,498	0,273
38	50,721	47,626	0,040	78	49,856	46,760	0,083	118	50,589	47,494	0,117
39	51,772	48,677	0,072	79	49,785	46,689	0,133	x	x	x	x
40	52,000	48,905	0,000	80	49,268	46,173	0,000	x	x	x	x

O preço marginal de potência activa no nó 112 relativo ao OM tem o valor de 52,000 €/MW.h. Acontece que a oferta de ajuste do gerador ligado a este nó é de 56,00 €/MW.h e, por outro lado, diversos geradores ligados noutros nós (12, 25, 40, 55, 69, 76, 91, 104, 107 e 116) possuem ofertas de ajuste de 52,00 €/MW.h. Assim, foi executada uma nova simulação em que a potência activa de carga despachada pelo OM ligada ao nó 112 foi aumentada de uma unidade. Como resultado desta simulação verifica-se que ocorrem ajustes nos geradores despachados pelo OM ligados aos nós 10, 12, 27, 40, 56 e 116 e nos geradores associados a contratos bilaterais ligados aos nós 1 e 46. Por sua vez, a potência activa de perdas passou de 119,45 MW para 119,37 MW, isto é, reduziu-se de 0,08 MW. Recorde-se que a potência activa de perdas é valorizada ao preço de mercado do OM que tem o valor de 30,50 €/MW.h. Em seguida, foi avaliado o impacto destas alterações dos ajustes bem como devido à redução da potência activa de perdas verificando-se que esse impacto corresponde ao valor de 52,000 €/MW.h que pode ser interpretado como o preço marginal de potência activa no nó 112 associado ao OM.

O gerador associado aos contratos bilaterais ligado no nó 46 corresponde ao gerador marginal de ajuste deste subsistema de transacção de energia eléctrica, apresentando este nó o preço marginal de potência activa de 47,000 €/MW.h correspondente ao preço de ajuste do referido gerador. Ainda no subsistema relativo aos contratos bilaterais, o gerador ligado ao nó 4 também apresenta uma oferta de ajuste no valor de 47,00 €/MW.h mas o preço marginal de potência activa neste nó é de 48,055 €/MW.h. O preço neste nó não corresponde à oferta de ajuste do respectivo gerador dado que este apresenta um ajuste de potência activa de 3,96 MW que origina que a sua potência activa tenha sofrido o ajuste máximo admitido (22,0% em relação a 18,0 MW). Nestas condições, o gerador que compensaria um aumento de potência activa da carga ligada ao nó 4 corresponde ao gerador ligado ao nó 46. Assim, neste caso o preço marginal de potência activa é superior ao preço de ajuste deste gerador o que significa que ocorria um aumento da potência activa de perdas.

Relativamente aos preços marginais nodais de potência reactiva existem diversos nós que apresentam valores nulos. Estes valores indicam que nesses nós existem recursos disponíveis de potência reactiva para compensar directamente aumentos de 1 Mvar da carga ligada em cada um desses mesmos nós. Nestas condições, não existe qualquer impacto no valor da função objectivo devido a não existirem variações do valor da

potência activa de perdas nem ocorrerem situações de perda de oportunidade nos geradores do sistema.

O valor da função objectivo corresponde, neste caso, a 13259,23 € e os trânsitos de potências activa e aparente nos ramos 9-10 e 68-116 são de -399,99 MW, 400,00 MVA e 199,98 MW e 200,00 MVA, respectivamente. O algoritmo de solução convergiu ao fim de 114 iterações a que correspondeu o tempo de cálculo de 441,4 segundos.

Finalmente, a Figura 9.6 apresenta os perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos pelo Modelo 5 para os dois casos de estudo considerados (Caso Base e Caso Cong).

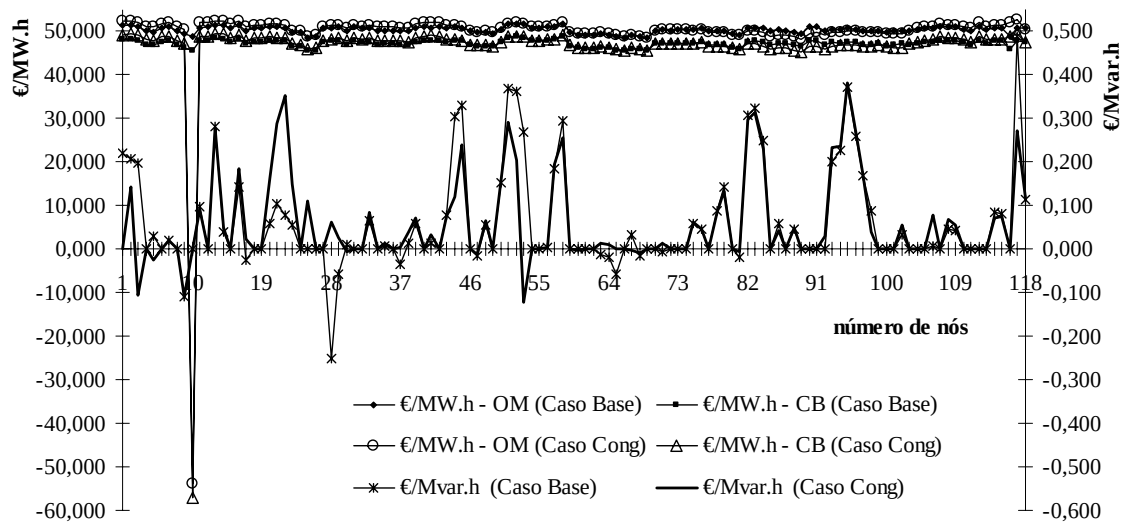


Figura 9.6 – Perfis dos preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos pelo Modelo 5 para o Caso Base e para o Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.

Os preços marginais nodais de potência activa obtidos em ambos os casos de estudo apresentam um perfil bastante regular em ambos os subsistemas de transacção de energia eléctrica, excepto no Caso Cong para o nó 10. Contudo, verifica-se no Caso Cong uma ligeira subida destes preços em relação ao Caso Base determinada pelos congestionamentos dos ramos 9-10 e 68-116. Relativamente aos preços marginais nodais de potência reactiva, estes apresentam um perfil significativamente irregular em ambos os casos. Verifica-se, ainda, que em alguns nós do sistema estes preços apresentam diferenças significativas em ambos os casos analisados, como seria de esperar, uma vez que as condições de exploração do sistema foram alteradas necessitando assim de suporte de

potência reactiva e controlo de tensão em determinadas áreas do sistema também diferentes.

9.3.3 Modelo 8

Este modelo corresponde, como já foi referido anteriormente, a uma evolução do Modelo 4 no sentido em que considera os componentes de rede de natureza discreta e ainda os compensadores síncronos.

O algoritmo de solução adoptado para resolver o problema inteiro misto resultante corresponde ao segundo algoritmo de solução híbrido apresentado na Subsecção 7.4.2 do Capítulo 7.

A. Caso Base

Na solução final, os transformadores com regulação de tensão apresentam a respectiva tomada ligada na seguinte posição:

- o transformador ligado entre os nós 5 e 8 apresenta a tomada do secundário ligada na posição correspondente a +2,5%;
- o transformador ligado entre os nós 17 e 30 tem a tomada do primário ligada na posição +2,5%;
- o transformador ligado entre os nós 25 e 26 tem a tomada na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 59 e 63 tem a tomada do primário ligada na posição correspondente a +2,5%;
- o transformador ligado entre os nós 65 e 66 tem a tomada de tensão do secundário ligada na posição nominal.

A Tabela 9.18 apresenta o estado dos escalões das baterias de condensadores existentes no sistema. A bateria de condensadores ligada ao nó 94 apresenta os escalões 1 e 3 ligados e os escalões 2 e 4 desligados. A bateria ligada ao nó 109 tem os escalões 1 e 3 ligados e a bateria de condensadores ligada ao nó 115 apresenta todos os escalões ligados com excepção do escalão 5.

Tabela 9.18 – Estado dos escalões das baterias de condensadores da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Base utilizando o Modelo 8.

nó p	escalaço 1 $\tau_p^C = 1$	escalaço 2 $\tau_p^C = 2$	escalaço 3 $\tau_p^C = 3$	escalaço 4 $\tau_p^C = 4$	escalaço 5 $\tau_p^C = 5$
94	ligado	desligado	ligado	desligado	-
109	ligado	desligado	ligado	-	-
115	ligado	ligado	ligado	ligado	desligado

A Tabela 9.19 mostra o estado dos escalões das baterias de indutâncias existentes no sistema. Assim, a bateria ligada ao nó 9 apresenta apenas o primeiro escalaço ligado, a bateria ligada ao nó 10 tem os escalaços 2 e 4 ligados, a bateria existente no nó 38 tem os escalaços 3 e 5 desligados e a bateria de indutâncias ligada ao nó 65 apresenta apenas o primeiro escalaço ligado.

Tabela 9.19 – Estado dos escalaços das baterias de indutâncias da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Base utilizando o Modelo 8.

nó q	escalaço 1 $\tau_q^B = 1$	escalaço 2 $\tau_q^B = 2$	escalaço 3 $\tau_q^B = 3$	escalaço 4 $\tau_q^B = 4$	escalaço 5 $\tau_q^B = 5$	escalaço 6 $\tau_q^B = 6$	escalaço 7 $\tau_q^B = 7$
9	ligado	desligado	desligado	desligado	desligado	desligado	desligado
10	desligado	ligado	desligado	ligado	desligado	-	-
38	ligado	ligado	desligado	ligado	desligado	ligado	ligado
65	ligado	desligado	desligado	desligado	desligado	-	-

Os valores do módulo e da fase das tensões obtidos para este Caso Base através deste Modelo 8 correspondem aos valores apresentados na Tabela 9.20.

O despacho final integrado de potência activa e reactiva é apresentado na Tabela 9.21, na Tabela 9.22 e na Tabela 9.23. Nestas tabelas não são apresentadas as linhas referentes aos nós 5, 9, 30, 37, 63, 64, 68, 71 e 81 dado não existirem cargas nem geradores a eles ligados. Pode verificar-se que as perdas activas do sistema têm o valor de 117,94 MW e são compensadas por vários geradores despachados pelo OM e pelo gerador associado aos contratos bilaterais ligado ao nó 1 com uma contribuição de 4,34 MW. Neste caso, não se verificam ajustes de potência activa em relação ao programa base inicial determinado pelo OM nem ao conjunto de potências produzidas e de carga relativos aos contratos bilaterais físicos.

Tabela 9.20 – Módulo e fase das tensões obtidos pelo Modelo 8, Caso Base da rede teste de 118 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	1,042	-34,940	41	1,039	-28,510	81	1,075	-9,590
2	1,041	-35,270	42	1,047	-26,590	82	1,025	-10,570
3	1,046	-34,400	43	1,046	-25,760	83	1,022	-10,040
4	1,080	-30,570	44	1,043	-22,190	84	1,030	-8,120
5	1,072	-29,890	45	1,042	-20,050	85	1,052	-6,130
6	1,064	-33,410	46	1,069	-16,820	86	1,043	-7,200
7	1,060	-33,950	47	1,072	-15,470	87	1,051	-6,880
8	1,071	-23,760	48	1,070	-16,150	88	1,050	-3,510
9	1,080	-16,470	49	1,077	-15,540	89	1,062	0,000
10	1,079	-8,720	50	1,056	-18,250	90	1,039	-6,240
11	1,057	-33,150	51	1,031	-21,440	91	1,037	-7,000
12	1,060	-33,910	52	1,027	-22,180	92	1,050	-4,910
13	1,036	-34,260	53	1,032	-22,680	93	1,036	-7,790
14	1,049	-34,580	54	1,062	-20,250	94	1,041	-8,870
15	1,056	-30,750	55	1,062	-20,340	95	1,036	-9,980
16	1,045	-34,130	56	1,060	-20,380	96	1,033	-10,090
17	1,069	-29,020	57	1,046	-20,440	97	1,039	-9,690
18	1,057	-30,210	58	1,032	-22,240	98	1,037	-9,880
19	1,056	-30,270	59	1,079	-16,820	99	1,041	-10,170
20	1,051	-30,460	60	1,077	-13,470	100	1,048	-7,780
21	1,050	-29,800	61	1,079	-12,800	101	1,046	-7,140
22	1,043	-28,220	62	1,077	-12,780	102	1,042	-6,540
23	1,062	-22,310	63	1,068	-13,960	103	1,039	-9,480
24	1,065	-21,130	64	1,077	-12,530	104	1,031	-11,070
25	1,080	-15,770	65	1,080	-10,050	105	1,027	-11,980
26	1,080	-14,100	66	1,079	-9,230	106	1,020	-12,440
27	1,054	-28,070	67	1,073	-11,610	107	1,017	-13,760
28	1,047	-29,380	68	1,078	-10,130	108	1,020	-13,380
29	1,048	-30,040	69	1,080	-7,280	109	1,023	-13,260
30	1,068	-23,780	70	1,052	-14,260	110	1,028	-12,470
31	1,049	-29,850	71	1,049	-15,460	111	1,036	-11,060
32	1,052	-28,380	72	1,052	-18,770	112	1,019	-13,900
33	1,050	-29,410	73	1,047	-16,180	113	1,061	-29,340
34	1,058	-26,630	74	1,047	-13,760	114	1,067	-29,670
35	1,056	-26,930	75	1,047	-13,140	115	1,071	-29,650
36	1,057	-26,810	76	1,039	-13,750	116	1,075	-10,570
37	1,060	-26,330	77	1,048	-10,380	117	1,027	-37,320
38	1,066	-22,750	78	1,041	-10,670	118	1,041	-13,880
39	1,044	-28,070	79	1,037	-10,440	x	x	x
40	1,045	-28,300	80	1,052	-8,600	x	x	x

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 9.21 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base.

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades com Contratos Bilaterais					
	$\Delta P g_i^{perd}$ (MW)	$\Delta P g_i^{ajt}$ (MW)	$P g_i^F$ (MW)	$Q g_i^F$ (Mvar)	$P c_i^F$ (MW)	$Q c_i^F$ (Mvar)	$\Delta P g_i^{perd}$ (MW)	$\Delta P g_i^{ajt}$ (MW)	$P g_i^F$ (MW)	$Q g_i^F$ (Mvar)	$P c_i^F$ (MW)	$Q c_i^F$ (Mvar)
1	25,00	0	25,00	15,00	51,00	27,53	4,34	0	41,34	15,11	34,00	6,90
2	-	-	-	-	20,00	9,11	-	-	-	-	34,00	9,92
3	-	-	-	-	39,00	9,77	-	-	-	-	27,00	3,85
4	0	0	0	164,26	39,00	11,38	0	0	18,00	2,50	42,00	10,53
6	0	0	0	50,00	52,00	22,15	-	-	-	-	21,00	4,26
7	-	-	-	-	19,00	2,71	-	-	-	-	37,00	9,27
8	0	0	0	-133,66	28,00	0,00	-	-	-	-	-	-
10	0	0	451,00	-75,21	-	-	0	0	37,00	2,77	-	-
11	-	-	-	-	70,00	23,01	-	-	-	-	-	-
12	0	0	84,00	93,30	47,00	9,54	0	0	39,00	17,13	-	-
13	-	-	-	-	34,00	16,47	-	-	-	-	28,00	5,69
14	-	-	-	-	14,00	0,00	-	-	-	-	43,00	6,13
15	0	0	0	20,29	90,00	29,58	0	0	35,00	6,69	-	-
16	-	-	-	-	25,00	9,88	-	-	-	-	39,00	7,92
17	-	-	-	-	11,00	3,21	-	-	-	-	25,00	8,22
18	0	0	0	23,62	60,00	34,00	0	0	14,00	1,71	-	-
19	0	0	0	11,00	45,00	25,50	0	0	41,00	7,56	-	-
20	-	-	-	-	18,00	2,57	-	-	-	-	-	-
21	-	-	-	-	14,00	7,93	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	10,00	5,12	-	-	-	-	32,00	4,56
23	-	-	-	-	7,00	2,98	-	-	-	-	28,00	3,99
24	0	0	0	5,53	13,00	0,00	0	0	34,00	3,33	28,00	7,02
25	0	0	224,00	-8,37	0	0	-	-	-	-	-	-
26	0	0	316,00	-37,38	-	-	-	-	-	-	-	-
27	0	0	0	-0,23	71,00	14,42	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	17,00	7,24	-	-	-	-	-	-
29	-	-	-	-	24,00	3,42	-	-	-	-	-	-
31	0	0	6,50	21,40	43,00	26,65	0	0	8,00	0,02	-	-
32	0	0	0	0,44	59,00	23,32	0	0	23,00	-13,02	-	-
33	-	-	-	-	23,00	9,09	-	-	-	-	-	-
34	0	0	0	9,92	59,00	25,13	0	0	27,00	7,26	-	-
35	-	-	-	-	33,00	9,63	-	-	-	-	16,00	4,67
36	0	0	0	12,39	31,00	16,73	0	0	42,00	12,20	-	-
38	-	-	-	-	28,00	8,17	-	-	-	-	-	-
39	-	-	-	-	27,00	10,67	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

9 Exemplos de Aplicação Utilizando a Rede Teste de 118 Nós do IEEE

Tabela 9.22 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades com Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
40	31,19	0	31,19	32,58	66,00	23,96	-	-	-	-	-	-
41	-	-	-	-	37,00	9,27	-	-	-	-	-	-
42	9,63	0	9,63	27,37	96,00	24,06	-	-	-	-	-	-
43	-	-	-	-	18,00	7,11	-	-	-	-	-	-
44	-	-	-	-	16,00	8,20	-	-	-	-	-	-
45	-	-	-	-	53,00	22,58	-	-	-	-	-	-
46	0	0	18,00	15,71	28,00	10,16	0	0	32,00	2,16	-	-
47	-	-	-	-	34,00	0,00	-	-	-	-	-	-
48	-	-	-	-	20,00	10,80	-	-	-	-	-	-
49	0	0	170,00	102,22	87,00	28,60	0	0	40,00	3,54	-	-
50	-	-	-	-	17,00	4,26	-	-	-	-	25,00	3,56
51	-	-	-	-	17,00	8,23	-	-	-	-	26,00	5,28
52	-	-	-	-	18,00	5,25	-	-	-	-	-	-
53	-	-	-	-	23,00	11,14	-	-	-	-	23,00	3,28
54	0	0	47,00	49,60	113,00	32,96	0	0	46,00	0,45	-	-
55	0	0	0	9,04	63,00	22,87	0	0	35,00	11,81	-	-
56	0	0	0	15,00	84,00	17,06	0	0	41,00	17,17	-	-
57	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	24,00	9,49
58	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	48,00	6,84
59	0	0	157,00	85,92	277,00	109,48	-	-	-	-	-	-
60	-	-	-	-	78,00	0,00	-	-	-	-	-	-
61	0	0	131,00	-4,83	-	-	-	-	-	-	-	-
62	0	0	0	3,50	77,00	15,64	0	0	51,00	8,16	-	-
65	0	0	392,50	-57,39	-	-	-	-	-	-	-	-
66	0	0	394,00	-29,39	39,00	17,77	0	0	40,00	-1,90	-	-
67	-	-	-	-	28,00	7,02	-	-	-	-	-	-
69	0	0	532,00	-16,63	0	0	-	-	-	-	-	-
70	0	0	0	10,62	66,00	19,25	0	0	37,00	1,98	-	-
72	0	0	0	-5,87	12,00	0,00	-	-	-	-	-	-
73	0	0	0	4,25	6,00	0,00	-	-	-	-	24,00	4,87
74	0	0	0	3,56	68,00	26,88	0	0	47,00	24,49	-	-
75	-	-	-	-	47,00	11,78	-	-	-	-	-	-
76	0	0	0	19,87	68,00	36,70	0	0	30,00	16,36	-	-
77	0	0	0	56,46	61,00	27,79	0	0	37,00	16,87	-	-
78	-	-	-	-	71,00	25,77	-	-	-	-	-	-
79	-	-	-	-	39,00	32,32	-	-	-	-	-	-
80	0	0	415,00	-23,87	130,00	26,40	-	-	-	-	-	-
82	-	-	-	-	54,00	27,67	-	-	-	-	-	-
83	-	-	-	-	20,00	10,25	-	-	-	-	33,00	8,27
84	-	-	-	-	11,00	7,11	-	-	-	-	26,00	5,28
85	0	0	0	15,36	24,00	14,87	0	0	41,00	28,92	-	-
86	-	-	-	-	21,00	10,17	-	-	-	-	-	-
87	0	0	3,50	1,17	-	-	-	-	-	-	-	-
88	-	-	-	-	48,00	9,75	-	-	-	-	-	-
89	0	0	598,00	-20,47	-	-	-	-	-	-	-	-
90	0	0	0	47,74	163,00	40,85	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 9.23 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades com Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
91	0	0	0	3,25	10,00	0,00	-	-	-	-	38,00	5,42
92	0	0	0	3,78	65,00	9,26	0	0	38,00	16,11	-	-
93	-	-	-	-	12,00	7,12	-	-	-	-	28,00	7,02
94	-	-	-	-	30,00	16,19	-	-	-	-	-	-
95	-	-	-	-	42,00	31,50	-	-	-	-	-	-
96	-	-	-	-	38,00	15,02	-	-	-	-	-	-
97	-	-	-	-	15,00	8,90	-	-	-	-	-	-
98	-	-	-	-	34,00	8,52	-	-	-	-	13,00	5,14
99	0	0	0	6,53	42,00	0,00	-	-	-	-	28,00	8,17
100	0	0	255,00	8,21	37,00	17,92	-	-	-	-	-	-
101	-	-	-	-	22,00	14,78	0	0	22,00	13,31	-	-
102	-	-	-	-	5,00	2,97	-	-	-	-	42,00	5,99
103	0	0	40,50	9,04	23,00	16,05	-	-	-	-	-	-
104	0	0	0	9,58	38,00	24,55	0	0	34,00	11,41	-	-
105	0	0	0	14,89	31,00	25,69	0	0	29,00	9,28	-	-
106	-	-	-	-	43,00	15,61	-	-	-	-	-	-
107	19,60	0	19,60	10,07	50,00	12,53	-	-	-	-	-	-
108	-	-	-	-	2,00	1,03	-	-	-	-	44,00	6,27
109	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	-	-
110	0	0	0	12,56	39,00	30,27	0	0	33,00	10,13	-	-
111	0	0	35,00	-0,61	-	-	-	-	-	-	-	-
112	28,18	0	28,18	12,35	68,00	13,81	-	-	-	-	-	-
113	0	0	0	-5,21	6,00	0,00	-	-	-	-	28,00	10,16
114	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	38,00	5,42
115	-	-	-	-	22,00	7,23	-	-	-	-	-	-
116	0	0	0	-78,51	184,00	0,00	-	-	-	-	37,00	12,16
117	-	-	-	-	20,00	7,91	-	-	-	-	29,00	5,89
118	-	-	-	-	33,00	15,04	-	-	-	-	-	-

Os compensadores síncronos ligados ao sistema contribuem para o suporte de potência reactiva e controlo de tensão com:

- o compensador síncrono ligado ao nó 21 produz 15,57 Mvar;
- o compensador síncrono no nó 29 produz 3,80 Mvar;
- o compensador síncrono no nó 44 produz a potência de 10,00 Mvar;
- o compensador síncrono ligado ao nó 71 absorve do sistema 2,09 Mvar;
- o compensador síncrono ligado ao nó 95 produz uma potência de 37,37 Mvar;
- finalmente, o compensador síncrono ligado ao nó 118 produz 16,95 Mvar.

Os preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos são apresentados na Tabela 9.24.

Tabela 9.24 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	48,263	0,253	41	48,449	0,046	81	45,919	-0,008
2	48,457	0,219	42	48,221	0,000	82	47,312	0,216
3	48,048	0,244	43	47,813	0,065	83	47,355	0,257
4	47,000	0,000	44	47,983	0,129	84	47,031	0,226
5	46,742	0,103	45	47,835	0,230	85	46,270	0,000
6	47,712	0,033	46	46,984	0,000	86	46,595	0,058
7	47,909	0,041	47	46,748	-0,013	87	46,542	0,000
8	46,849	0,000	48	46,814	0,058	88	46,112	-0,018
9	46,273	-0,091	49	46,580	0,000	89	45,686	0,000
10	45,671	0,000	50	47,525	0,155	90	47,153	0,000
11	47,791	0,114	51	48,619	0,369	91	47,241	0,000
12	48,002	0,000	52	48,813	0,362	92	46,372	0,000
13	48,410	0,290	53	48,692	0,268	93	46,956	0,082
14	48,458	0,040	54	47,893	0,000	94	46,978	-0,020
15	47,831	0,000	55	47,899	0,000	95	47,201	0,000
16	48,290	0,137	56	47,939	0,005	96	47,104	0,093
17	47,294	-0,040	57	48,168	0,188	97	46,742	0,085
18	47,687	0,000	58	48,844	0,296	98	46,717	0,067
19	47,783	0,000	59	46,711	0,000	99	46,945	0,000
20	48,059	-0,001	60	46,238	0,000	100	46,558	0,000
21	48,078	0,000	61	46,120	0,000	101	46,609	0,000
22	47,937	0,117	62	46,145	0,000	102	46,654	0,027
23	46,902	0,069	63	46,434	-0,003	103	47,011	0,000
24	46,834	0,000	64	46,170	-0,021	104	47,424	0,000
25	45,743	0,000	65	45,797	-0,031	105	47,680	0,000
26	45,868	0,000	66	45,569	0,000	106	47,828	0,058
27	47,933	0,000	67	46,001	0,035	107	48,221	0,000
28	48,173	0,033	68	45,805	-0,013	108	48,154	-0,007
29	48,258	0,000	69	45,513	0,000	109	48,064	-0,048
30	47,067	-0,014	70	47,115	0,000	110	47,700	0,000
31	48,159	0,000	71	47,246	0,000	111	47,271	0,000
32	47,977	0,000	72	47,194	0,000	112	48,221	0,000
33	47,761	0,075	73	47,388	0,000	113	47,518	0,000
34	47,281	0,000	74	47,291	0,000	114	48,227	-0,250
35	47,350	0,013	75	47,206	0,024	115	48,214	-0,302
36	47,326	0,000	76	47,542	0,000	116	45,837	0,000
37	47,181	-0,007	77	46,725	0,000	117	48,966	0,352
38	47,072	-0,066	78	46,826	0,092	118	47,502	0,000
39	48,015	0,064	79	46,754	0,143	x	x	x
40	48,221	0,000	80	46,219	0,000	x	x	x

O valor da função objectivo é de 3597,40 € e os trânsitos de potência activa e aparente nos ramos 9-10 e 68-116 são respectivamente de -492,36 MW e 498,04 MVA e de 221,22 MW e 236,30 MVA, isto é, os trânsitos de potência não atingem o limite especificado inicialmente de 500,0 MVA.

O tempo total de processamento correspondeu a 9115,6 segundos. O EPSO considerando 10 partículas demorou 8632,9 segundos realizando 13921 iterações e o SLP primal/dual realizado no final do segundo algoritmo híbrido, detalhado no Capítulo 7, realizou 108 iterações em 482,7 segundos.

B. Caso Cong

O limite de potência aparente nos ramos 9-10 e 68-116 foi reduzido de 500,0 MVA para 400,0 MVA e 200,0 MVA, respectivamente.

Na solução final, os transformadores com regulação de tensão apresentam a respectiva tomada ligada na seguinte posição:

- o transformador ligado entre os nós 5 e 8 apresenta a tomada do secundário ligada na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 17 e 30 tem a tomada do primário ligada na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 25 e 26 apresenta uma regulação de +5,0% no secundário;
- o transformador ligado entre os nós 59 e 63 tem a tomada do primário ligada na posição correspondente a -2,5%;
- o transformador ligado entre os nós 65 e 66 com tomada de tensão no secundário ligada na posição correspondente a -2,5%.

A Tabela 9.25 apresenta o estado dos escalões das baterias de condensadores enquanto que o estado dos escalões das baterias de indutâncias é indicado na Tabela 9.26.

Tabela 9.25 – Estado dos escalões das baterias de condensadores da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Cong utilizando o Modelo 8.

nó p	escalão 1 $\tau_p^C = 1$	escalão 2 $\tau_p^C = 2$	escalão 3 $\tau_p^C = 3$	escalão 4 $\tau_p^C = 4$	escalão 5 $\tau_p^C = 5$
94	ligado	ligado	desligado	desligado	-
109	desligado	ligado	desligado	-	-
115	ligado	ligado	desligado	desligado	desligado

Tabela 9.26 – Estado dos escalões das baterias de indutâncias da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Cong utilizando o Modelo 8.

nó q	escalaço 1 $\tau_q^B = 1$	escalaço 2 $\tau_q^B = 2$	escalaço 3 $\tau_q^B = 3$	escalaço 4 $\tau_q^B = 4$	escalaço 5 $\tau_q^B = 5$	escalaço 6 $\tau_q^B = 6$	escalaço 7 $\tau_q^B = 7$
9	ligado	desligado	ligado	desligado	ligado	ligado	ligado
10	desligado	ligado	desligado	ligado	ligado	-	-
38	desligado	desligado	desligado	ligado	desligado	ligado	desligado
65	desligado	desligado	desligado	desligado	desligado	-	-

Na Tabela 9.27 apresentam-se os valores obtidos para o módulo e fase das tensões.

Tabela 9.27 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,968	-32,840	41	0,985	-27,930	81	1,070	-7,510
2	0,965	-33,130	42	1,001	-25,940	82	1,023	-9,550
3	0,972	-32,440	43	0,996	-23,900	83	1,025	-9,180
4	1,002	-28,590	44	1,006	-20,090	84	1,039	-7,550
5	1,005	-28,040	45	1,010	-17,820	85	1,064	-5,710
6	0,989	-31,460	46	1,043	-14,320	86	1,055	-6,770
7	0,984	-31,880	47	1,046	-13,160	87	1,063	-6,450
8	1,023	-22,270	48	1,044	-13,870	88	1,065	-3,310
9	1,050	-15,980	49	1,051	-13,290	89	1,080	0,000
10	1,069	-9,530	50	1,029	-16,060	90	1,058	-6,070
11	0,982	-31,020	51	1,003	-19,310	91	1,054	-6,820
12	0,985	-31,490	52	1,000	-20,070	92	1,065	-4,800
13	0,959	-32,430	53	1,005	-20,520	93	1,045	-7,520
14	0,972	-32,510	54	1,035	-17,910	94	1,046	-8,510
15	0,979	-28,740	55	1,035	-18,000	95	1,039	-9,380
16	0,967	-32,060	56	1,034	-18,040	96	1,033	-9,210
17	0,991	-26,790	57	1,019	-18,210	97	1,034	-8,480
18	0,979	-28,160	58	1,004	-20,080	98	1,031	-8,940
19	0,980	-28,270	59	1,052	-14,380	99	1,037	-9,770
20	0,978	-28,490	60	1,057	-11,080	100	1,048	-7,850
21	0,980	-27,740	61	1,059	-10,390	101	1,052	-7,110
22	0,976	-25,930	62	1,059	-10,390	102	1,054	-6,430
23	1,002	-19,250	63	1,074	-11,600	103	1,036	-10,170
24	1,010	-18,220	64	1,073	-10,140	104	1,027	-11,910
25	1,025	-12,000	65	1,080	-7,690	105	1,020	-13,150
26	1,032	-10,320	66	1,066	-6,870	106	1,012	-13,640
27	0,990	-24,560	67	1,057	-9,260	107	0,998	-15,920
28	0,979	-26,240	68	1,076	-7,800	108	1,008	-14,920
29	0,975	-27,230	69	1,052	-4,850	109	1,010	-14,940
30	1,019	-21,510	70	1,018	-11,910	110	1,014	-14,600
31	0,975	-27,100	71	1,011	-13,070	111	1,022	-13,140
32	0,985	-25,380	72	1,005	-16,150	112	0,998	-16,910
33	0,982	-27,600	73	1,005	-13,800	113	0,982	-27,030
34	1,001	-24,840	74	1,019	-11,650	114	0,993	-26,530
35	0,999	-25,140	75	1,020	-11,070	115	0,996	-26,450
36	1,000	-24,980	76	1,018	-11,920	116	1,075	-8,210
37	1,006	-24,580	77	1,035	-8,730	117	0,947	-35,460
38	1,025	-20,590	78	1,028	-9,040	118	1,017	-11,950
39	0,988	-27,070	79	1,025	-8,830	x	x	x
40	0,988	-27,650	80	1,043	-7,020	x	x	x

No despacho final os compensadores síncronos apresentam a seguinte contribuição:

- os compensadores síncronos ligados aos nós 21, 29, 44, 95 e 118 injectam no sistema 16,00 Mvar, 2,56 Mvar, 10,00 Mvar, 36,65 Mvar e 17,13 Mvar, respectivamente;
- o compensador síncrono ligado ao nó 71 absorve da rede 2,10 Mvar;

A Tabela 9.28, a Tabela 9.29 e a Tabela 9.30 apresentam o despacho final integrado de potência activa e reactiva determinado pelo Operador de Sistema utilizando o Modelo 8. As linhas destas tabelas referentes aos nós 5, 9, 30, 37, 63, 64, 68, 71 e 81 foram excluídos por não apresentarem consumo nem produção.

Tabela 9.28 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
1	21,25	3,75	25,00	15,00	51,00	27,53	5,45	5,55	48,00	14,00	34,00	6,90
2	-	-	-	-	20,00	9,11	-	-	-	-	34,00	9,92
3	-	-	-	-	39,00	9,77	-	-	-	-	27,00	3,85
4	0	0	0	21,31	39,00	11,38	0	3,96	21,96	1,90	42,00	10,53
6	0	0	0	36,91	52,00	22,15	-	-	-	-	21,00	4,26
7	-	-	-	-	19,00	2,71	-	-	-	-	37,00	9,27
8	0	0	0	-30,16	28,00	0,00	-	-	-	-	-	-
10	0	-81,10	369,90	-12,81	-	-	0	-11,10	25,90	4,12	-	-
11	-	-	-	-	70,00	23,01	-	-	-	-	-	-
12	52,24	0	136,24	77,51	47,00	9,54	0	11,00	50,00	10,51	-	-
13	-	-	-	-	34,00	16,47	-	-	-	-	28,00	5,69
14	-	-	-	-	14,00	0,00	-	-	-	-	43,00	6,13
15	0	0	0	14,08	90,00	29,58	0	0	35,00	3,18	-	-
16	-	-	-	-	25,00	9,88	-	-	-	-	39,00	7,92
17	-	-	-	-	11,00	3,21	-	-	-	-	25,00	8,22
18	0	0	0	16,60	60,00	34,00	0	0	14,00	0,72	-	-
19	0	0	0	12,50	45,00	25,50	0	0	41,00	9,92	-	-
20	-	-	-	-	18,00	2,57	-	-	-	-	-	-
21	-	-	-	-	14,00	7,93	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	10,00	5,12	-	-	-	-	32,00	4,56
23	-	-	-	-	7,00	2,98	-	-	-	-	28,00	3,99
24	0	0	0	5,15	13,00	0,00	0	0,68	34,68	3,40	28,00	7,02
25	0	0	224,00	119,64	0	0	-	-	-	-	-	-
26	0	0	316,00	-140,09	-	-	-	-	-	-	-	-
27	0	33,65	33,65	13,88	71,00	14,42	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	17,00	7,24	-	-	-	-	-	-
29	-	-	-	-	24,00	3,42	-	-	-	-	-	-
31	0	0	6,50	14,34	43,00	26,65	0	0	8,00	0,01	-	-
32	0	0	0	9,26	59,00	23,32	0	0	23,00	-3,40	-	-
33	-	-	-	-	23,00	9,09	-	-	-	-	-	-
34	0	0	0	0,98	59,00	25,13	0	0	27,00	-7,76	-	-
35	-	-	-	-	33,00	9,63	-	-	-	-	16,00	4,67
36	0	0	0	11,76	31,00	16,73	0	7,14	49,14	9,97	-	-
38	-	-	-	-	28,00	8,17	-	-	-	-	-	-
39	-	-	-	-	27,00	10,67	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

Tabela 9.29 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
40	14,49	0	14,49	28,04	66,00	23,96	-	-	-	-	-	-
41	-	-	-	-	37,00	9,27	-	-	-	-	-	-
42	0	0	0	32,65	96,00	24,06	-	-	-	-	-	-
43	-	-	-	-	18,00	7,11	-	-	-	-	-	-
44	-	-	-	-	16,00	8,20	-	-	-	-	-	-
45	-	-	-	-	53,00	22,58	-	-	-	-	-	-
46	0	0	18,00	17,37	28,00	10,16	0	8,00	40,00	1,98	-	-
47	-	-	-	-	34,00	0,00	-	-	-	-	-	-
48	-	-	-	-	20,00	10,80	-	-	-	-	-	-
49	0	0	170,00	98,93	87,00	28,60	0	0	40,00	3,38	-	-
50	-	-	-	-	17,00	4,26	-	-	-	-	25,00	3,56
51	-	-	-	-	17,00	8,23	-	-	-	-	26,00	5,28
52	-	-	-	-	18,00	5,25	-	-	-	-	-	-
53	-	-	-	-	23,00	11,14	-	-	-	-	23,00	3,28
54	0	0	47,00	49,35	113,00	32,96	0	4,00	50,00	0,09	-	-
55	0	0	0	9,67	63,00	22,87	0	0	35,00	13,96	-	-
56	0	0	0	15,00	84,00	17,06	0	7,00	48,00	16,00	-	-
57	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	24,00	9,49
58	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	48,00	6,84
59	0	0	157,00	124,47	277,00	109,48	-	-	-	-	-	-
60	-	-	-	-	78,00	0,00	-	-	-	-	-	-
61	0	0	131,00	-65,96	-	-	-	-	-	-	-	-
62	0	0	0	4,76	77,00	15,64	0	0	51,00	10,05	-	-
65	0	0	392,50	-57,39	-	-	-	-	-	-	-	-
66	0	0	394,00	42,79	39,00	17,77	0	0	40,00	3,17	-	-
67	-	-	-	-	28,00	7,02	-	-	-	-	-	-
69	0	0	532,00	-106,78	0	0	-	-	-	-	-	-
70	0	0	0	12,16	66,00	19,25	0	0	37,00	4,64	-	-
72	0	0	0	-5,99	12,00	0,00	-	-	-	-	-	-
73	0	0	0	-3,24	6,00	0,00	-	-	-	-	24,00	4,87
74	0	0	0	3,71	68,00	26,88	0	0	47,00	24,74	-	-
75	-	-	-	-	47,00	11,78	-	-	-	-	-	-
76	0	0	0	19,68	68,00	36,70	0	0	30,00	16,11	-	-
77	0	0	0	57,90	61,00	27,79	0	0	37,00	18,06	-	-
78	-	-	-	-	71,00	25,77	-	-	-	-	-	-
79	-	-	-	-	39,00	32,32	-	-	-	-	-	-
80	0	0	415,00	-43,59	130,00	26,40	-	-	-	-	-	-
82	-	-	-	-	54,00	27,67	-	-	-	-	-	-
83	-	-	-	-	20,00	10,25	-	-	-	-	33,00	8,27
84	-	-	-	-	11,00	7,11	-	-	-	-	26,00	5,28
85	0	0	0	16,96	24,00	14,87	0	0	41,00	30,92	-	-
86	-	-	-	-	21,00	10,17	-	-	-	-	-	-
87	0	0	3,50	1,16	-	-	-	-	-	-	-	-
88	-	-	-	-	48,00	9,75	-	-	-	-	-	-
89	0	0	598,00	-6,99	-	-	-	-	-	-	-	-
90	0	0	0	49,87	163,00	40,85	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 9.30 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
91	0	0	0	4,29	10,00	0,00	-	-	-	-	38,00	5,42
92	0	0	0	5,79	65,00	9,26	0	0	38,00	24,86	-	-
93	-	-	-	-	12,00	7,12	-	-	-	-	28,00	7,02
94	-	-	-	-	30,00	16,19	-	-	-	-	-	-
95	-	-	-	-	42,00	31,50	-	-	-	-	-	-
96	-	-	-	-	38,00	15,02	-	-	-	-	-	-
97	-	-	-	-	15,00	8,90	-	-	-	-	-	-
98	-	-	-	-	34,00	8,52	-	-	-	-	13,00	5,14
99	0	0	0	4,92	42,00	0,00	-	-	-	-	28,00	8,17
100	0	0	255,00	12,01	37,00	17,92	-	-	-	-	-	-
101	-	-	-	-	22,00	14,78	0	0	22,00	13,62	-	-
102	-	-	-	-	5,00	2,97	-	-	-	-	42,00	5,99
103	0	0	40,50	14,46	23,00	16,05	-	-	-	-	-	-
104	0	0	0	10,02	38,00	24,55	0	7,48	41,48	12,22	-	-
105	0	0	0	20,70	31,00	25,69	0	0	29,00	14,02	-	-
106	-	-	-	-	43,00	15,61	-	-	-	-	-	-
107	0	0	0,00	3,61	50,00	12,53	-	-	-	-	-	-
108	-	-	-	-	2,00	1,03	-	-	-	-	44,00	6,27
109	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	-	-
110	0	0	0	14,52	39,00	30,27	0	0	33,00	12,62	-	-
111	0	0	35,00	-0,56	-	-	-	-	-	-	-	-
112	4,24	0	4,24	10,99	68,00	13,81	-	-	-	-	-	-
113	0	0	0	-14,61	6,00	0,00	-	-	-	-	28,00	10,16
114	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	38,00	5,42
115	-	-	-	-	22,00	7,23	-	-	-	-	-	-
116	21,40	0	21,40	-5,56	184,00	0,00	-	-	-	-	37,00	12,16
117	-	-	-	-	20,00	7,91	-	-	-	-	29,00	5,89
118	-	-	-	-	33,00	15,04	-	-	-	-	-	-

As perdas activas do sistema correspondem a 119,07 MW, apresentando uma pequena diminuição em relação ao resultado obtido com o Modelo 4. O gerador associado aos contratos bilaterais físicos ligado no nó 1 contribui com 5,45 MW sendo o restante compensado por geradores despachados pelo OM.

Neste caso, verifica-se uma transferência de potência activa de 43,71 MW dos geradores despachados pelo OM para os geradores associados a contratos bilaterais.

A Tabela 9.31 apresenta os preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos pelo Modelo 8 para este caso de estudo.

Tabela 9.31 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 8 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	52,326	0,228	41	52,124	0,032	81	48,712	-0,073
2	52,484	0,224	42	51,782	0,000	82	49,769	0,213
3	52,156	0,196	43	51,109	-0,003	83	49,722	0,257
4	51,044	0,000	44	51,094	0,131	84	49,288	0,219
5	50,916	-0,005	45	50,866	0,249	85	48,516	0,000
6	51,810	0,000	46	49,896	0,000	86	48,819	0,054
7	51,955	0,021	47	49,689	-0,009	87	48,770	0,000
8	50,856	0,000	48	49,784	0,060	88	48,238	0,051
9	50,335	0,500	49	49,563	0,000	89	47,735	0,000
10	-54,000	0,000	50	50,503	0,157	90	49,127	0,000
11	51,825	0,067	51	51,591	0,378	91	49,279	0,000
12	51,913	0,000	52	51,780	0,373	92	48,586	0,000
13	52,400	0,090	53	51,633	0,277	93	49,279	0,078
14	52,393	0,048	54	50,797	0,000	94	49,429	-0,031
15	51,514	0,000	55	50,801	0,000	95	49,657	0,000
16	52,192	0,162	56	50,841	0,007	96	49,579	0,098
17	50,903	-0,037	57	51,112	0,192	97	49,299	0,088
18	51,330	0,000	58	51,800	0,304	98	49,346	0,056
19	51,428	0,000	59	49,598	0,000	99	49,565	0,000
20	51,665	0,007	60	49,154	0,000	100	49,192	0,000
21	51,629	0,011	61	49,036	0,000	101	49,052	0,000
22	51,399	0,143	62	49,068	0,000	102	48,931	0,035
23	50,129	0,090	63	49,338	-0,066	103	49,838	0,000
24	50,000	0,000	64	49,082	-0,084	104	50,261	0,000
25	48,950	0,052	65	48,715	-0,263	105	50,606	0,000
26	49,157	0,000	66	48,525	0,000	106	50,755	0,079
27	51,000	0,000	67	48,945	0,048	107	51,426	0,000
28	51,353	0,013	68	48,648	-0,132	108	51,214	0,014
29	51,564	0,000	69	48,300	0,000	109	51,178	-0,023
30	50,679	0,030	70	49,932	0,000	110	50,977	0,000
31	51,501	0,000	71	50,092	0,000	111	50,542	0,000
32	51,220	0,000	72	50,201	0,000	112	51,913	0,000
33	51,275	-0,159	73	50,233	0,000	113	51,086	0,000
34	50,699	0,000	74	50,074	0,000	114	51,435	-0,142
35	50,762	0,008	75	49,974	0,025	115	51,409	-0,176
36	50,731	0,000	76	50,261	0,000	116	51,913	0,000
37	50,599	-0,034	77	49,367	0,000	117	52,817	0,379
38	50,460	0,017	78	49,467	0,085	118	50,250	0,000
39	51,614	0,035	79	49,392	0,130	x	x	x
40	51,913	0,000	80	48,865	0,000	x	x	x

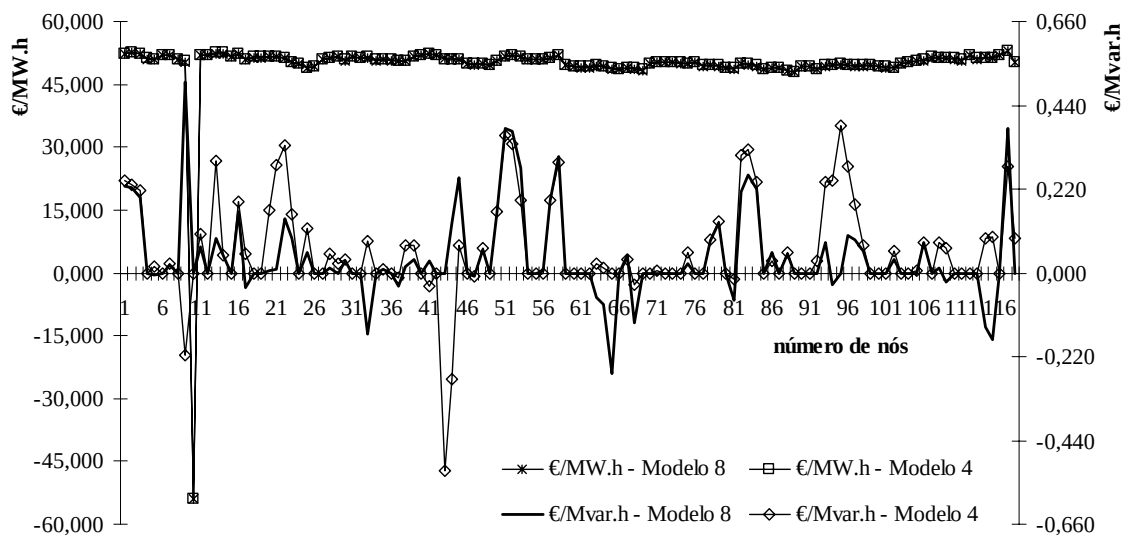


Figura 9.7 – Perfis dos preços marginais nodais obtidos pelos Modelos 4 e 8 no Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.

Como representado na Figura 9.7, verifica-se que os preços marginais nodais de potência activa não sofrem alterações de registo com a inclusão dos equipamentos de compensação de potência reactiva considerados quando comparados com os valores obtidos com o Modelo 4.

Em contrapartida, os preços marginais nodais de potência reactiva apresentam um perfil diferente do obtido pelo Modelo 4, nomeadamente nos nós 9, 13, 20 a 23, 33, 43 e 44, 63 a 65, 81 a 84, 91 a 98, 114 e 115. Assinala-se que estes nós correspondem ou estão na vizinhança daqueles em que estão ligados compensadores síncronos, bancos de indutâncias ou de capacidades. Estes elementos apresentam um impacto elevado ao nível do controlo de tensão e potência reactiva, tal como seria aliás de esperar, reflectindo-se esta situação na obtenção de um perfil de preços marginais de potência reactiva com valores mais homogéneos com o Modelo 8, em comparação com o que se verificava com os valores obtidos com o Modelo 4. Por exemplo, os picos de valores de preços de potência reactiva registados nos nós 13, 20 a 23, 43 e 44, 82 a 84 e 91 a 98 com o Modelo 4 são suavizados ao utilizar o Modelo 8 como se pode verificar na Figura 9.7.

O valor da função objectivo corresponde, neste caso, a 13149,88 € e os trânsitos de potência activa e aparente nos ramos 9-10 e 68-116 têm o valor de -399,93 MW e 400,00 MVA e 199,77 MW e 200,00 MVA, respectivamente. Verifica-se, portanto, que estes dois ramos se encontram congestionados.

O tempo total de cálculo correspondeu a 9751,6 segundos dos quais 9217,5 segundos correspondem à fase de pesquisa realizada pelo EPSO considerando 10 partículas e os restantes 534,1 segundos corresponderam ao SLP primal/dual. O EPSO realizou 14867 iterações e o SLP primal/dual 118 iterações.

9.3.4 Modelo 9

Também neste caso, o algoritmo de solução adoptado corresponde ao segundo algoritmo de solução híbrido apresentado no Capítulo 7.

Como referido anteriormente e ao contrário do Modelo 8, o Modelo 9 não permite a troca de ajustes de potência activa entre agentes do subsistema associado ao OM e os agentes do subsistema dos contratos bilaterais.

A. Caso Base

De acordo com os resultados obtidos utilizando o referido algoritmo de solução os transformadores com regulação de tensão apresentam a sua tomada ligada na posição:

- no transformador ligado entre os nós 5 e 8 a tomada do secundário está ligada na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 17 e 30 tem a tomada do primário ligada na posição referente a $-2,5\%$;
- o transformador ligado entre os nós 25 e 26 encontra-se na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 59 e 63 tem a tomada do primário ligada na posição correspondente a $-2,5\%$;
- o transformador ligado entre os nós 65 e 66 tem a tomada de tensão no secundário ligada na posição nominal.

As baterias de condensadores consideradas nesta rede teste apresentam, neste caso, os seus escalões ligados conforme apresentado na Tabela 9.32.

Tabela 9.32 – Estado dos escalões das baterias de condensadores da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Base utilizando o Modelo 9.

nó p	escalaço 1 $\tau_p^C = 1$	escalaço 2 $\tau_p^C = 2$	escalaço 3 $\tau_p^C = 3$	escalaço 4 $\tau_p^C = 4$	escalaço 5 $\tau_p^C = 5$
94	ligado	desligado	ligado	desligado	-
109	desligado	ligado	ligado	-	-
115	ligado	desligado	ligado	desligado	desligado

Na Tabela 9.33 apresenta-se o estado obtido para os escalões das baterias de indutâncias.

Tabela 9.33 – Estado dos escalões das baterias de indutâncias da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Base utilizando o Modelo 9.

nó q	escalaço 1 $\tau_q^B = 1$	escalaço 2 $\tau_q^B = 2$	escalaço 3 $\tau_q^B = 3$	escalaço 4 $\tau_q^B = 4$	escalaço 5 $\tau_q^B = 5$	escalaço 6 $\tau_q^B = 6$	escalaço 7 $\tau_q^B = 7$
9	desligado	desligado	ligado	ligado	ligado	desligado	desligado
10	desligado	ligado	desligado	ligado	desligado	-	-
38	ligado	desligado	desligado	ligado	ligado	ligado	desligado
65	desligado	desligado	desligado	desligado	ligado	-	-

O despacho final correspondente a este Caso Base é idêntico ao obtido com o Modelo 8 para este mesmo caso de estudo, com excepção de pequenas diferenças originadas pela ligação diferente de alguns componentes discretos. Esta grande semelhança resulta de não ser necessário proceder a ajustes aos programas base de produção uma vez que não há violação de restrições de segurança. Deste modo, optou-se por não se apresentar as tabelas correspondentes ao despacho final obtido. O valor das perdas activas é de 118,05 MW e o gerador associado aos contratos bilaterais, ligado ao nó 1, contribui com 6,40 MW sendo os restantes 111,65 MW assegurados por geradores despachados pelo OM. Por outro lado, o valor da função objectivo corresponde a 3602,05 €.

Os preços marginais nodais obtidos para as potências activa e reactiva correspondem aos valores apresentados na Tabela 9.34. Neste caso, obtêm-se preços marginais nodais de potência activa diferenciados para os dois subsistemas (OM e contratos bilaterais).

Os preços marginais nodais de potência activa obtidos com este modelo apresentam valores idênticos aos obtidos com o Modelo 5 para este mesmo caso de estudo. Em relação aos preços marginais nodais de potência reactiva verificam-se algumas alterações, em relação ao Modelo 5, nomeadamente nos nós onde existem equipamentos de compensação de potência reactiva ou na vizinhança destes. Nestes pontos do sistema verifica-se

frequentemente uma mudança de sinal nos preços marginais de potência reactiva associada na generalidade a uma diminuição em valor absoluto.

O tempo total de processamento foi de 9074,1 segundos tendo o EPSO, com 10 partículas, realizado 13907 iterações em 8612,3 segundos e o SLP primal/dual realizado 92 iterações em 461,8 segundos.

Tabela 9.34 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 9 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Base.

nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	51,037	48,364	0,201	41	51,234	48,560	0,056	81	48,495	45,821	0,009
2	51,264	48,590	0,199	42	51,000	48,326	0,000	82	49,807	47,134	0,223
3	50,852	48,178	0,186	43	50,520	47,847	0,060	83	49,820	47,146	0,267
4	49,674	47,000	0,000	44	50,670	47,997	0,124	84	49,460	46,786	0,232
5	49,605	46,932	0,022	45	50,511	47,837	0,229	85	48,705	46,031	0,000
6	50,552	47,879	0,000	46	49,641	46,967	0,000	86	49,018	46,344	0,061
7	50,744	48,070	0,018	47	49,394	46,721	-0,014	87	48,967	46,294	0,000
8	49,679	47,005	0,000	48	49,467	46,794	0,058	88	48,507	45,833	0,032
9	49,102	46,428	-0,066	49	49,231	46,557	0,000	89	48,045	45,372	0,000
10	48,497	45,824	0,000	50	50,185	47,511	0,154	90	49,466	46,792	0,000
11	50,629	47,955	0,094	51	51,300	48,626	0,380	91	49,580	46,906	0,000
12	50,829	48,156	0,000	52	51,497	48,823	0,375	92	48,793	46,119	0,000
13	51,233	48,559	0,272	53	51,370	48,696	0,278	93	49,410	46,737	0,085
14	51,273	48,599	0,036	54	50,547	47,873	0,000	94	49,480	46,807	-0,018
15	50,597	47,923	0,000	55	50,550	47,877	0,000	95	49,702	47,028	0,000
16	51,103	48,429	0,158	56	50,594	47,920	0,005	96	49,607	46,933	0,098
17	50,040	47,367	0,038	57	50,832	48,159	0,188	97	49,264	46,591	0,089
18	50,445	47,771	0,000	58	51,527	48,853	0,304	98	49,271	46,597	0,091
19	50,540	47,866	0,000	59	49,310	46,637	0,000	99	49,511	46,837	0,000
20	50,819	48,146	0,001	60	48,856	46,183	-0,001	100	49,141	46,467	0,000
21	50,839	48,165	0,000	61	48,738	46,064	0,000	101	49,118	46,444	0,000
22	50,694	48,020	0,112	62	48,766	46,092	0,000	102	49,097	46,423	0,029
23	49,650	46,976	0,061	63	49,047	46,373	-0,068	103	49,658	46,985	0,000
24	49,562	46,889	0,000	64	48,790	46,116	-0,019	104	50,097	47,423	0,000
25	48,509	45,835	0,000	65	48,420	45,746	-0,011	105	50,375	47,701	0,000
26	48,638	45,964	0,000	66	48,205	45,532	0,000	106	50,517	47,843	0,063
27	50,701	48,027	0,000	67	48,630	45,956	0,033	107	51,000	48,326	0,000
28	50,942	48,268	0,031	68	48,401	45,728	-0,002	108	50,862	48,188	0,002
29	51,025	48,351	0,000	69	48,085	45,411	0,000	109	50,785	48,111	-0,018
30	49,829	47,155	-0,020	70	49,748	47,075	0,000	110	50,459	47,786	0,000
31	50,926	48,252	0,000	71	49,891	47,218	0,000	111	50,045	47,372	0,000
32	50,741	48,068	0,000	72	49,881	47,207	0,000	112	51,000	48,326	0,000
33	50,503	47,830	0,021	73	50,036	47,363	0,000	113	50,274	47,600	0,000
34	49,990	47,316	0,000	74	49,910	47,236	0,000	114	51,006	48,332	-0,087
35	50,061	47,388	0,009	75	49,817	47,143	0,026	115	50,993	48,319	-0,112
36	50,038	47,364	0,000	76	50,140	47,466	0,000	116	48,433	45,760	0,000
37	49,887	47,213	-0,028	77	49,276	46,602	0,000	117	51,782	49,109	0,423
38	49,776	47,103	-0,045	78	49,377	46,704	0,092	118	50,111	47,437	0,000
39	50,770	48,096	0,056	79	49,302	46,629	0,146	x	x	x	x
40	51,000	48,326	0,000	80	48,757	46,083	0,000	x	x	x	x

B. Caso Cong

Considerando agora que os limites de trânsito de potência aparente nos ramos 9-10 e 68-116 foram reduzidos de 500,0 MVA para 400,0 MVA e 200,0 MVA respectivamente, os transformadores com regulação de tensão apresentam a sua tomada ligada na posição:

- o transformador ligado entre os nós 5 e 8 apresenta a tomada do secundário ligada na posição correspondentes a +2,5%;
- o transformador ligado entre os nós 17 e 30 tem a tomada do primário ligada em +2,5%;
- o transformador ligado entre os nós 25 e 26 encontra-se na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 59 e 63 tem a tomada do primário ligada na posição correspondente a +2,5%;
- o transformador ligado entre os nós 65 e 66 tem a tomada de tensão no secundário ligada na posição nominal.

Na Tabela 9.35 apresenta-se o estado obtido para os escalões das baterias de condensadores. A bateria existente no nó 94 encontra-se desligada da rede.

Tabela 9.35 – Estado dos escalões das baterias de condensadores da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Cong utilizando o Modelo 9.

nó p	escalação 1 $\tau_p^C = 1$	escalação 2 $\tau_p^C = 2$	escalação 3 $\tau_p^C = 3$	escalação 4 $\tau_p^C = 4$	escalação 5 $\tau_p^C = 5$
94	desligado	desligado	desligado	desligado	-
109	ligado	desligado	ligado	-	-
115	ligado	ligado	desligado	desligado	ligado

A Tabela 9.36 apresenta o estado obtido para os escalões das baterias de indutâncias.

Tabela 9.36 – Estado dos escalões das baterias de indutâncias da rede teste de 118 nós do IEEE para o Caso Cong utilizando o Modelo 9.

nó q	escalação 1 $\tau_q^B = 1$	escalação 2 $\tau_q^B = 2$	escalação 3 $\tau_q^B = 3$	escalação 4 $\tau_q^B = 4$	escalação 5 $\tau_q^B = 5$	escalação 6 $\tau_q^B = 6$	escalação 7 $\tau_q^B = 7$
9	ligado	desligado	ligado	desligado	desligado	desligado	desligado
10	ligado	ligado	ligado	ligado	desligado	-	-
38	ligado	desligado	desligado	ligado	ligado	ligado	ligado
65	ligado	desligado	desligado	desligado	ligado	-	-

De seguida, apresentam-se na Tabela 9.37 o módulo e fase das tensões obtidos neste caso de estudo utilizando o Modelo 9.

Tabela 9.37 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 9 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	0,967	-35,310	41	1,008	-29,010	81	1,075	-8,750
2	0,966	-35,630	42	1,021	-27,060	82	1,021	-10,100
3	0,971	-34,900	43	1,018	-25,650	83	1,021	-9,640
4	1,002	-31,030	44	1,023	-21,620	84	1,034	-7,850
5	1,000	-30,420	45	1,025	-19,300	85	1,058	-5,930
6	0,984	-33,880	46	1,056	-15,810	86	1,048	-6,990
7	0,982	-34,340	47	1,060	-14,620	87	1,056	-6,660
8	1,025	-24,480	48	1,059	-15,340	88	1,059	-3,410
9	1,056	-18,260	49	1,067	-14,770	89	1,074	0,000
10	1,074	-11,870	50	1,046	-17,500	90	1,048	-6,100
11	0,983	-33,490	51	1,021	-20,680	91	1,045	-6,840
12	0,987	-34,010	52	1,018	-21,420	92	1,057	-4,790
13	0,965	-34,830	53	1,023	-21,890	93	1,034	-7,520
14	0,979	-34,930	54	1,053	-19,390	94	1,033	-8,500
15	1,000	-31,040	55	1,053	-19,470	95	1,030	-9,590
16	0,976	-34,490	56	1,052	-19,510	96	1,028	-9,640
17	1,014	-29,190	57	1,037	-19,630	97	1,034	-9,140
18	1,001	-30,460	58	1,023	-21,450	98	1,033	-9,430
19	1,001	-30,510	59	1,076	-15,980	99	1,036	-9,890
20	0,994	-30,690	60	1,078	-12,650	100	1,043	-7,620
21	0,993	-29,930	61	1,080	-11,980	101	1,045	-6,980
22	0,987	-28,160	62	1,078	-11,970	102	1,047	-6,390
23	1,010	-21,590	63	1,067	-13,110	103	1,031	-9,480
24	1,014	-20,350	64	1,077	-11,700	104	1,021	-11,160
25	1,038	-14,640	65	1,080	-9,210	105	1,015	-12,160
26	1,059	-13,080	66	1,080	-8,450	106	1,008	-12,750
27	0,992	-27,210	67	1,074	-10,810	107	1,001	-14,790
28	0,986	-28,850	68	1,080	-9,200	108	1,007	-13,650
29	0,988	-29,790	69	1,062	-6,270	109	1,010	-13,550
30	1,026	-23,740	70	1,026	-13,350	110	1,014	-12,800
31	0,990	-29,640	71	1,018	-14,540	111	1,022	-11,340
32	0,992	-27,890	72	1,005	-17,850	112	1,004	-14,420
33	1,004	-29,660	73	1,014	-15,290	113	1,003	-29,430
34	1,027	-26,770	74	1,027	-12,950	114	0,999	-29,110
35	1,025	-27,100	75	1,028	-12,330	115	1,002	-29,050
36	1,026	-26,980	76	1,024	-13,030	116	1,079	-9,600
37	1,029	-26,460	77	1,040	-9,710	117	0,950	-37,960
38	1,036	-22,580	78	1,033	-10,000	118	1,025	-13,130
39	1,011	-28,440	79	1,030	-9,780	x	x	x
40	1,012	-28,760	80	1,048	-7,950	x	x	x

A Tabela 9.38, a Tabela 9.39 e a Tabela 9.40 apresentam o despacho integrado final obtido. Nestas tabelas foram excluídas as linhas referentes aos nós que não têm cargas nem geradores ligados.

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

As perdas activas do sistema correspondem a 118,12 MW e são compensadas por vários geradores. Os geradores associados aos contratos bilaterais físicos ligados aos nós 1 e 12 contribuem para compensar as perdas activas do sistema com 11,00 MW e 3,65 MW, respectivamente, sendo o restante compensado por vários geradores despachados pelo OM.

Por sua vez, os compensadores síncronos apresentam injeções de potência reactiva correspondentes a 13,68 Mvar, 5,24 Mvar, 9,06 Mvar, -8,03 Mvar, 40,00 Mvar e 16,98 Mvar nos nós 21, 29, 44, 71, 95 e 118, respectivamente.

Tabela 9.38 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 9 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	$\Delta P_{g_i}^{perd}$ (MW)	$\Delta P_{g_i}^{ajt}$ (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)	$\Delta P_{g_i}^{perd}$ (MW)	$\Delta P_{g_i}^{ajt}$ (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)
1	21,25	3,75	25,00	15,00	51,00	27,53	11,00	0	48,00	14,00	34,00	6,90
2	-	-	-	-	20,00	9,11	-	-	-	-	34,00	9,92
3	-	-	-	-	39,00	9,77	-	-	-	-	27,00	3,85
4	0	0	0	72,80	39,00	11,38	0	3,96	21,96	1,97	42,00	10,53
6	0	0	0	26,86	52,00	22,15	-	-	-	-	21,00	4,26
7	-	-	-	-	19,00	2,71	-	-	-	-	37,00	9,27
8	0	0	0	-124,20	28,00	0,00	-	-	-	-	-	-
10	0	-81,11	369,89	-4,98	-	-	0	-11,10	25,90	4,27	-	-
11	-	-	-	-	70,00	23,01	-	-	-	-	-	-
12	38,80	10,42	133,22	83,61	47,00	9,54	3,65	0	42,65	14,09	-	-
13	-	-	-	-	34,00	16,47	-	-	-	-	28,00	5,69
14	-	-	-	-	14,00	0,00	-	-	-	-	43,00	6,13
15	0	0	0	19,74	90,00	29,58	0	0	35,00	6,33	-	-
16	-	-	-	-	25,00	9,88	-	-	-	-	39,00	7,92
17	-	-	-	-	11,00	3,21	-	-	-	-	25,00	8,22
18	0	0	0	19,24	60,00	34,00	0	0	14,00	1,11	-	-
19	0	0	0	11,09	45,00	25,50	0	0	41,00	7,69	-	-
20	-	-	-	-	18,00	2,57	-	-	-	-	-	-
21	-	-	-	-	14,00	7,93	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	10,00	5,12	-	-	-	-	32,00	4,56
23	-	-	-	-	7,00	2,98	-	-	-	-	28,00	3,99
24	0	0	0	-1,54	13,00	0,00	0	0	34,00	3,46	28,00	7,02
25	0	0	224,00	-38,38	0	0	-	-	-	-	-	-
26	0	0	316,00	48,86	-	-	-	-	-	-	-	-
27	0	21,22	21,22	-9,56	71,00	14,42	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	17,00	7,24	-	-	-	-	-	-
29	-	-	-	-	24,00	3,42	-	-	-	-	-	-
31	0	0	6,50	20,14	43,00	26,65	0	0	8,00	-0,01	-	-
32	0	0	0	5,95	59,00	23,32	0	0	23,00	-7,10	-	-
33	-	-	-	-	23,00	9,09	-	-	-	-	-	-
34	0	0	0	13,35	59,00	25,13	0	0	27,00	12,82	-	-
35	-	-	-	-	33,00	9,63	-	-	-	-	16,00	4,67
36	0	0	0	13,98	31,00	16,73	0	0	42,00	14,81	-	-
38	-	-	-	-	28,00	8,17	-	-	-	-	-	-
39	-	-	-	-	27,00	10,67	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

9 Exemplos de Aplicação Utilizando a Rede Teste de 118 Nós do IEEE

Tabela 9.39 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 9 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
40	11,94	14,142	26,09	26,14	66,00	23,96	-	-	-	-	-	-
41	-	-	-	-	37,00	9,27	-	-	-	-	-	-
42	0	0	0	31,17	96,00	24,06	-	-	-	-	-	-
43	-	-	-	-	18,00	7,11	-	-	-	-	-	-
44	-	-	-	-	16,00	8,20	-	-	-	-	-	-
45	-	-	-	-	53,00	22,58	-	-	-	-	-	-
46	0	0	18,00	13,83	28,00	10,16	0	7,14	39,14	1,90	-	-
47	-	-	-	-	34,00	0,00	-	-	-	-	-	-
48	-	-	-	-	20,00	10,80	-	-	-	-	-	-
49	0	0	170,00	97,91	87,00	28,60	0	0	40,00	3,34	-	-
50	-	-	-	-	17,00	4,26	-	-	-	-	25,00	3,56
51	-	-	-	-	17,00	8,23	-	-	-	-	26,00	5,28
52	-	-	-	-	18,00	5,25	-	-	-	-	-	-
53	-	-	-	-	23,00	11,14	-	-	-	-	23,00	3,28
54	0	0	47,00	44,38	113,00	32,96	0	0	46,00	0,23	-	-
55	0	0	0	9,10	63,00	22,87	0	0	35,00	12,10	-	-
56	0	5,72	5,72	15,00	84,00	17,06	0	0	41,00	17,17	-	-
57	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	24,00	9,49
58	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	48,00	6,84
59	0	0	157,00	81,10	277,00	109,48	-	-	-	-	-	-
60	-	-	-	-	78,00	0,00	-	-	-	-	-	-
61	0	0	131,00	5,84	-	-	-	-	-	-	-	-
62	0	0	0	4,09	77,00	15,64	0	0	51,00	9,19	-	-
65	0	0	392,50	-31,38	-	-	-	-	-	-	-	-
66	0	0	394,00	-4,15	39,00	17,77	0	0	40,00	0,94	-	-
67	-	-	-	-	28,00	7,02	-	-	-	-	-	-
69	0	0	532,00	-82,36	0	0	-	-	-	-	-	-
70	0	0	0	14,44	66,00	19,25	0	0	37,00	8,65	-	-
72	0	0	0	-12,40	12,00	0,00	-	-	-	-	-	-
73	0	0	0	2,38	6,00	0,00	-	-	-	-	24,00	4,87
74	0	0	0	3,59	68,00	26,88	0	0	47,00	24,58	-	-
75	-	-	-	-	47,00	11,78	-	-	-	-	-	-
76	0	0	0	19,21	68,00	36,70	0	0	30,00	15,72	-	-
77	0	0	0	58,52	61,00	27,79	0	0	37,00	18,40	-	-
78	-	-	-	-	71,00	25,77	-	-	-	-	-	-
79	-	-	-	-	39,00	32,32	-	-	-	-	-	-
80	0	0	415,00	-20,69	130,00	26,40	-	-	-	-	-	-
82	-	-	-	-	54,00	27,67	-	-	-	-	-	-
83	-	-	-	-	20,00	10,25	-	-	-	-	33,00	8,27
84	-	-	-	-	11,00	7,11	-	-	-	-	26,00	5,28
85	0	0	0	15,67	24,00	14,87	0	0	41,00	29,39	-	-
86	-	-	-	-	21,00	10,17	-	-	-	-	-	-
87	0	0	3,50	0,97	-	-	-	-	-	-	-	-
88	-	-	-	-	48,00	9,75	-	-	-	-	-	-
89	0	0	598,00	4,25	-	-	-	-	-	-	-	-
90	0	0	0	44,43	163,00	40,85	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 9.40 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 9 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
91	0	0	0	3,06	10,00	0,00	-	-	-	-	38,00	5,42
92	0	0	0	6,01	65,00	9,26	0	0	38,00	25,31	-	-
93	-	-	-	-	12,00	7,12	-	-	-	-	28,00	7,02
94	-	-	-	-	30,00	16,19	-	-	-	-	-	-
95	-	-	-	-	42,00	31,50	-	-	-	-	-	-
96	-	-	-	-	38,00	15,02	-	-	-	-	-	-
97	-	-	-	-	15,00	8,90	-	-	-	-	-	-
98	-	-	-	-	34,00	8,52	-	-	-	-	13,00	5,14
99	0	0	0	5,35	42,00	0,00	-	-	-	-	28,00	8,17
100	0	0	255,00	21,62	37,00	17,92	-	-	-	-	-	-
101	-	-	-	-	22,00	14,78	0	0	22,00	12,04	-	-
102	-	-	-	-	5,00	2,97	-	-	-	-	42,00	5,99
103	0	0	40,50	10,85	23,00	16,05	-	-	-	-	-	-
104	0	0	0	9,19	38,00	24,55	0	0	34,00	9,99	-	-
105	0	7,26	7,26	13,45	31,00	25,69	0	0	29,00	7,85	-	-
106	-	-	-	-	43,00	15,61	-	-	-	-	-	-
107	2,63	2,83	5,46	9,64	50,00	12,53	-	-	-	-	-	-
108	-	-	-	-	2,00	1,03	-	-	-	-	44,00	6,27
109	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	-	-
110	0	0	0	12,07	39,00	30,27	0	0	33,00	9,31	-	-
111	0	0	35,00	-0,81	-	-	-	-	-	-	-	-
112	23,38	0	23,38	11,87	68,00	13,81	-	-	-	-	-	-
113	0	0	0	-13,62	6,00	0,00	-	-	-	-	28,00	10,16
114	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	38,00	5,42
115	-	-	-	-	22,00	7,23	-	-	-	-	-	-
116	5,48	15,76	21,24	-1,07	184,00	0,00	-	-	-	-	37,00	12,16
117	-	-	-	-	20,00	7,91	-	-	-	-	29,00	5,89
118	-	-	-	-	33,00	15,04	-	-	-	-	-	-

Diversos geradores apresentam o seu ponto de funcionamento sobre uma das curvas que constituem o respectivo diagrama de capacidade. Por exemplo, os geradores despachados pelo OM ligados aos nós 1 e 56, e os geradores associados aos contratos bilaterais ligados aos nós 1, 4 e 56 encontram-se nesta situação, conforme representado na Figura 9.8 (a) e (b) e na Figura 9.9 (a), (b) e (c).

Em relação a estas figuras e de acordo com a Tabela C.5 disponível no Anexo C, assinala-se que o gerador associado aos contratos bilaterais ligado ao nó 4 possuía um despacho inicial de potência activa de 18,0 MW correspondente a contratos bilaterais de 5,0 MW, 6,0 MW e 7,0 MW com as cargas ligadas aos nós 6, 17 e 93, respectivamente. Por outro lado e ainda no Anexo C, a Tabela C.4 indica que o ajuste deste gerador admite que esta potência inicial possa variar de $\pm 22,0\%$, isto é, possa atingir 21,96 MW. De acordo com os resultados apresentados na Tabela 9.38 esta oferta de ajuste é utilizada na íntegra uma vez

que este gerador tem o seu despacho final com o valor de 21,96 MW. Assim, o ponto de funcionamento deste gerador não se encontra propriamente sobre uma das curvas do seu diagrama de capacidade mas, na verdade, encontra-se no limite do que lhe é permitido pela sua oferta de ajuste.

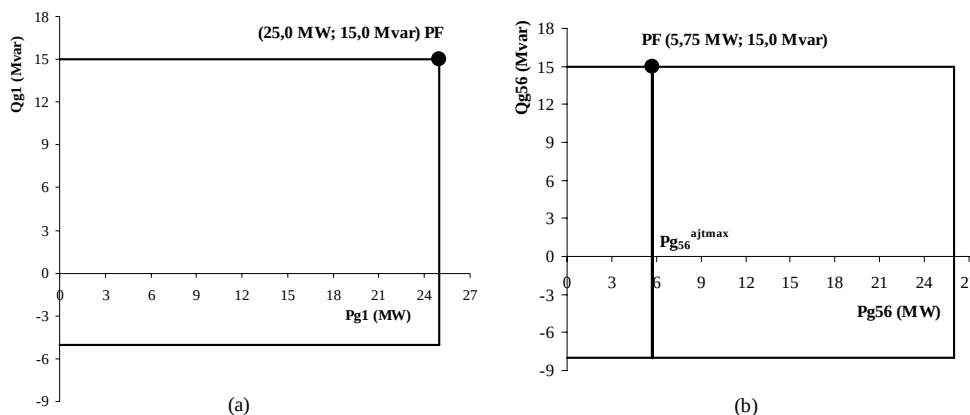


Figura 9.8 – Diagrama de capacidade e ponto de funcionamento dos geradores despachados pelo OM: (a) gerador ligado ao nó 1 e (b) gerador ligado ao nó 56.

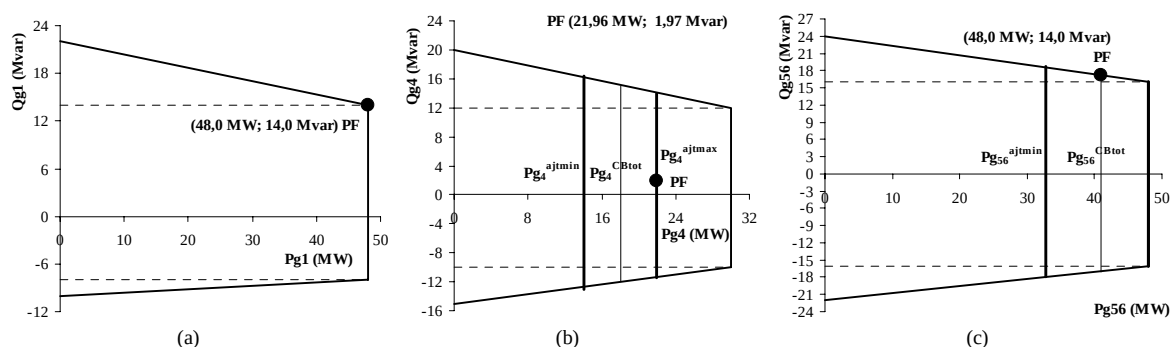


Figura 9.9 – Diagrama de capacidade e ponto de funcionamento dos geradores associados aos contratos bilaterais: (a) gerador ligado ao nó 1, (b) gerador ligado ao 4 e (c) gerador ligado ao nó 56.

Os preços marginais nodais de potência activa (para os subsistemas OM e contratos bilaterais) e reactiva são apresentados na Tabela 9.41. Neste caso de estudo, os preços marginais nodais de potência activa associado aos dois subsistemas, $\rho_i^{OM}(P)$ e $\rho_i^{CB}(P)$, são superiores aos obtidos para o Caso Base devido à existência de congestionamento nos ramos 9-10 e 68-116. Este aumento está assim associado a ofertas de ajuste mais elevadas de geradores que sofreram ajustes de modo a permitir ultrapassar o congestionamento naqueles ramos.

Os preços marginais nodais de potência activa obtidos pelo Modelo 9 não apresentam diferenças significativas em relação aos obtidos pelo Modelo 5 para o mesmo caso de

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

estudo. Quanto aos preços marginais nodais de potência reactiva, obtidos pelos dois modelos referidos, verificam-se diferenças significativas dada a introdução dos equipamentos de suporte de potência reactiva e controlo de tensão (transformadores com regulação de tensão, baterias de condensadores, baterias de indutâncias e os compensadores síncronos), conforme se pode observar nos perfis destes preços representados na Figura 9.10.

Tabela 9.41 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 9 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	52,423	49,063	0,262	41	52,150	48,790	0,070	81	49,320	45,960	-0,029
2	52,576	49,216	0,243	42	51,953	48,593	0,000	82	50,646	47,286	0,225
3	52,254	48,894	0,236	43	51,419	48,059	-0,053	83	50,671	47,311	0,264
4	51,141	47,781	0,000	44	51,455	48,095	0,000	84	50,328	46,968	0,219
5	51,013	47,653	0,044	45	51,278	47,918	0,179	85	49,578	46,218	0,000
6	51,892	48,532	0,000	46	50,360	47,000	0,000	86	49,893	46,533	0,055
7	52,038	48,678	0,024	47	50,171	46,811	-0,012	87	49,841	46,481	0,000
8	50,977	47,617	0,000	48	50,249	46,889	0,056	88	49,391	46,031	0,015
9	50,482	47,122	-0,202	49	50,033	46,673	0,000	89	48,946	45,586	0,000
10	-54,000	-57,360	0,000	50	50,968	47,608	0,147	90	50,367	47,007	0,000
11	51,927	48,567	0,101	51	52,046	48,686	0,349	91	50,475	47,115	0,000
12	52,000	48,640	0,000	52	52,233	48,873	0,333	92	49,667	46,307	0,000
13	52,555	49,195	0,257	53	52,097	48,737	0,219	93	50,276	46,916	0,141
14	52,488	49,128	0,050	54	51,302	47,942	0,000	94	50,330	46,970	0,092
15	51,665	48,305	0,000	55	51,305	47,945	0,000	95	50,551	47,191	0,065
16	52,281	48,921	0,153	56	51,344	47,984	0,004	96	50,444	47,084	0,119
17	51,045	47,685	-0,068	57	51,589	48,229	0,180	97	50,078	46,718	0,007
18	51,476	48,116	0,000	58	52,262	48,902	0,282	98	50,103	46,743	0,070
19	51,580	48,220	0,000	59	50,141	46,781	0,000	99	50,342	46,982	0,000
20	51,792	48,432	0,001	60	49,677	46,317	-0,001	100	49,970	46,610	0,000
21	51,745	48,385	0,000	61	49,561	46,201	0,000	101	49,965	46,605	0,000
22	51,507	48,147	0,095	62	49,586	46,226	0,000	102	49,960	46,600	0,009
23	50,261	46,901	0,063	63	49,869	46,509	0,023	103	50,492	47,132	0,000
24	50,192	46,832	0,000	64	49,610	46,250	0,001	104	50,925	47,565	0,000
25	49,116	45,756	0,000	65	49,242	45,882	0,000	105	51,209	47,849	0,000
26	49,335	45,975	0,000	66	49,022	45,662	0,000	106	51,369	48,009	0,010
27	51,000	47,640	0,000	67	49,447	46,087	0,032	107	52,000	48,640	0,000
28	51,369	48,009	0,035	68	49,211	45,851	-0,055	108	51,719	48,359	-0,050
29	51,586	48,226	0,000	69	48,889	45,529	0,000	109	51,651	48,291	-0,079
30	50,861	47,501	0,047	70	50,483	47,123	0,000	110	51,341	47,981	0,000
31	51,527	48,167	0,000	71	50,609	47,249	0,000	111	50,901	47,541	0,000
32	51,161	47,801	0,000	72	50,544	47,184	0,000	112	52,000	48,640	0,000
33	51,556	48,196	0,090	73	50,755	47,395	0,000	113	51,206	47,846	0,000
34	50,994	47,634	0,000	74	50,672	47,312	0,000	114	51,134	47,774	-0,210
35	51,071	47,711	0,017	75	50,587	47,227	0,024	115	51,137	47,777	-0,270
36	51,046	47,686	0,000	76	50,921	47,561	0,000	116	52,000	48,640	0,000
37	50,893	47,533	0,013	77	50,091	46,731	0,000	117	52,496	49,136	0,325
38	50,773	47,413	0,068	78	50,193	46,833	0,087	118	50,885	47,525	0,000
39	51,780	48,420	0,076	79	50,121	46,761	0,138	x	x	x	x
40	52,000	48,640	0,000	80	49,592	46,232	0,000	x	x	x	x

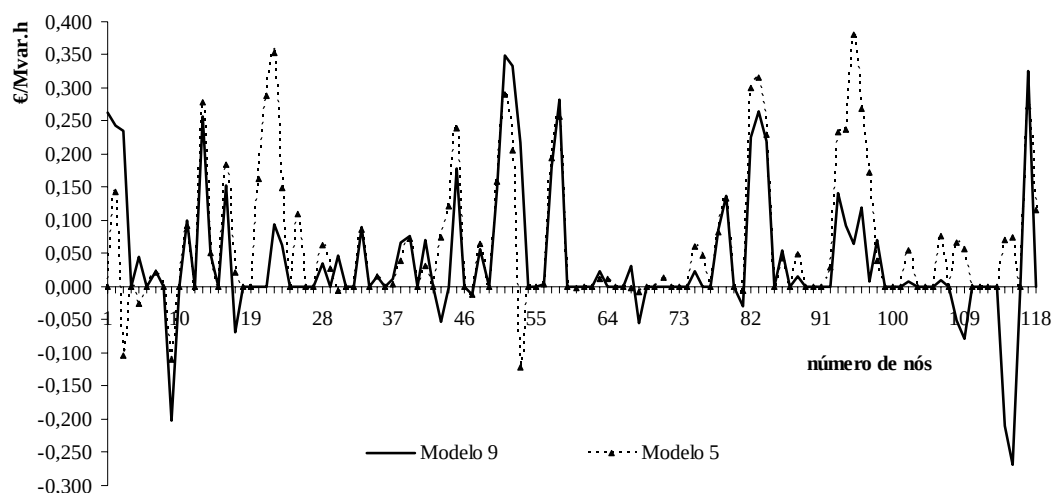


Figura 9.10 – Perfis dos preços marginais nodais de potência reactiva obtidos pelos Modelos 5 e 9 para o Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.

A análise destas duas curvas permite verificar que, em geral, o perfil de preços marginais nodais de potência reactiva obtido utilizando o Modelo 9 se apresenta mais suavizado do que o obtido com o Modelo 5. Assinala-se, nomeadamente, a eliminação de picos de preços nos nós 19 a 28 e 91 a 100, bem como a sua redução em muitos outros casos. Salientam-se, no entanto, as seguintes situações:

- a obtenção de preços marginais com valores em módulo mais elevado (por exemplo, nos nós 1 a 4, 9, 51 a 53, 114 e 115). Por exemplo, a elevação dos preços marginais nos nós 1 a 4 decorre de diversos geradores ligados a estes nós terem o seu ponto de funcionamento sobre uma curva do respectivo diagrama de capacidade (caso dos geradores ligados ao nó 1) ou terem já esgotado toda a sua oferta de ajuste (caso do gerador associado a contratos bilaterais ligado ao nó 4). Assim, um aumento da carga reactiva nestes nós terá de ser compensado por outro gerador com o consequente impacto nas perdas activas do sistema;
- em alguns nós o sinal do preço marginal é alterado de positivo para negativo, por exemplo, nos nós 114 e 115 e de negativo para positivo no nó 53. Em relação à primeira situação assinala-se que passam agora a existir baterias de condensadores ligadas ao nó 115 pelo que um aumento da carga reactiva nos nós 114 e 115 é directamente alimentado por esta bateria com a consequente redução do valor das perdas activas. Em relação ao nó 53, verifica-se que o novo ponto de funcionamento do sistema é tal que um aumento da carga reactiva no nó 53 passa agora a originar

um aumento das perdas activas nomeadamente porque alguns geradores que se encontram próximos (por exemplo, ligados ao nó 56) têm o seu ponto de funcionamento sobre uma das curvas limite do respectivo diagrama de capacidade. Assim, um aumento da carga reactiva no nó 53 terá de ser compensado por um gerador mais afastado com o consequente aumento da potência activa de perdas ou, por exemplo, por um dos geradores ligados ao nó 56 com o respectivo custo de oportunidade.

O valor da função objectivo é de 13216,24 € e os trânsitos de potência activa e aparente nos ramos 9-10 e 68-116 correspondem a -399,97 MW e 400,00 MVA e a 199,93 MW e 200,00 MVA, respectivamente.

O número de iterações realizado pelo EPSO com 10 partículas correspondeu a 14597 despendendo 8983,7 segundos. O SLP primal/dual realizou 124 iterações em 508,8 segundos até atingir o critério de convergência especificado. O tempo total de processamento correspondeu, portanto, a 9492,5 segundos.

9.3.5 Modelo 10

O Modelo 10 corresponde, como já foi referido anteriormente, à versão difusa do Modelo 8. Como também já foi referido, este tipo de modelos apresenta especial interesse, relativamente aos modelos de tipo determinístico, nomeadamente porque a especificação de tolerâncias para diversos limites técnicos é uma situação que ocorre na realidade e, por outro lado, é aumentada a flexibilidade na exploração do sistema. Este modelo foi utilizado considerando que o limite de potência aparente nos ramos 9-10 e 68-116 é de 400,0 MVA e de 200,0 MVA, respectivamente.

Nestas condições, os parâmetros especificados para as restrições difusas correspondem a:

- $FO^{des} = 12000,0 \text{ €}$ e $\delta^{FO} = 2700,0 \text{ €}$;
- $\delta^{V\min} = \delta^{V\max} = 0,02 \text{ pu}$;
- $\delta_{ij}^{S_{ij}} = 15,0 \text{ \%}$.

Utilizando o segundo algoritmo híbrido apresentado no Capítulo 7, os resultados obtidos indicam que os transformadores com regulação de tensão têm a tomada ligada na posição:

- o transformador ligado entre os nós 5 e 8 apresenta a tomada do secundário ligada na posição correspondente a $-2,5\%$;
- o transformador ligado entre os nós 17 e 30 tem a tomada ligada na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 25 e 26 apresenta a tomada do secundário ligada na posição correspondente a $+5,0\%$;
- o transformador ligado entre os nós 59 e 63 tem a tomada no primário ligada na posição correspondente a $-2,5\%$;
- o transformador ligado entre os nós 65 e 66 com tomada de tensão no secundário ligada na posição correspondente a $-2,5\%$.

O estado dos escalões das baterias de condensadores é apresentado na Tabela 9.42.

Tabela 9.42 – Estado dos escalões das baterias de condensadores da rede teste de 118 nós do IEEE (Caso Cong) utilizando o Modelo 10.

nó p	escalaço 1 $\tau_p^C = 1$	escalaço 2 $\tau_p^C = 2$	escalaço 3 $\tau_p^C = 3$	escalaço 4 $\tau_p^C = 4$	escalaço 5 $\tau_p^C = 5$
94	ligado	ligado	desligado	desligado	-
109	desligado	ligado	desligado	-	-
115	ligado	ligado	ligado	ligado	ligado

Na Tabela 9.43 apresenta-se o estado dos escalões das baterias de indutâncias existentes no sistema. A bateria existente no nó 65 encontra-se desligada.

Tabela 9.43 – Estado dos escalões das baterias de indutâncias da rede teste de 118 nós do IEEE (Caso Cong) utilizando o Modelo 10.

nó q	escalaço 1 $\tau_q^B = 1$	escalaço 2 $\tau_q^B = 2$	escalaço 3 $\tau_q^B = 3$	escalaço 4 $\tau_q^B = 4$	escalaço 5 $\tau_q^B = 5$	escalaço 6 $\tau_q^B = 6$	escalaço 7 $\tau_q^B = 7$
9	ligado	desligado	ligado	desligado	ligado	ligado	ligado
10	desligado	ligado	desligado	ligado	ligado	-	-
38	desligado	desligado	desligado	ligado	desligado	ligado	desligado
65	desligado	desligado	desligado	desligado	desligado	-	-

O módulo e a fase das tensões são apresentados na Tabela 9.44. O módulo da tensão nos nós 10, 26, 65, 68, 89 e 116 apresenta valores superiores a 1,08 pu, considerado o limite máximo para o módulo das tensões nos modelos anteriores. Esta situação resulta de ser agora permitida a tolerância de 0,02 pu.

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 9.44 – Módulo e fase das tensões obtidos no despacho final com o Modelo 10 utilizando o Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	1,011	-31,910	41	1,007	-27,370	81	1,076	-7,570
2	1,007	-32,190	42	1,018	-25,520	82	1,030	-9,550
3	1,015	-31,540	43	1,017	-23,620	83	1,031	-9,170
4	1,044	-27,940	44	1,018	-19,960	84	1,045	-7,540
5	1,047	-27,430	45	1,018	-17,750	85	1,069	-5,720
6	1,026	-30,580	46	1,049	-14,300	86	1,060	-6,760
7	1,023	-31,000	47	1,050	-13,140	87	1,069	-6,450
8	1,041	-22,040	48	1,047	-13,840	88	1,069	-3,310
9	1,066	-15,840	49	1,054	-13,260	89	1,082	0,000
10	1,082	-9,450	50	1,031	-16,020	90	1,059	-6,030
11	1,024	-30,240	51	1,004	-19,270	91	1,053	-6,730
12	1,026	-30,700	52	1,001	-20,030	92	1,067	-4,770
13	1,001	-31,550	53	1,005	-20,500	93	1,048	-7,490
14	1,013	-31,650	54	1,035	-17,890	94	1,050	-8,480
15	1,019	-28,210	55	1,034	-17,980	95	1,044	-9,360
16	1,009	-31,240	56	1,033	-18,020	96	1,039	-9,210
17	1,031	-26,410	57	1,020	-18,180	97	1,040	-8,500
18	1,021	-27,720	58	1,005	-20,050	98	1,037	-8,940
19	1,020	-27,790	59	1,048	-14,360	99	1,040	-9,720
20	1,016	-28,010	60	1,049	-11,030	100	1,052	-7,810
21	1,017	-27,320	61	1,051	-10,340	101	1,056	-7,080
22	1,011	-25,650	62	1,051	-10,340	102	1,057	-6,400
23	1,032	-19,390	63	1,071	-11,570	103	1,040	-10,080
24	1,035	-18,340	64	1,070	-10,100	104	1,031	-11,850
25	1,060	-12,690	65	1,082	-7,700	105	1,023	-13,050
26	1,082	-11,150	66	1,061	-6,820	106	1,017	-13,560
27	1,020	-24,480	67	1,050	-9,210	107	1,010	-15,920
28	1,011	-26,040	68	1,081	-7,860	108	1,010	-14,750
29	1,009	-26,940	69	1,059	-4,960	109	1,012	-14,750
30	1,052	-21,410	70	1,024	-11,940	110	1,015	-14,340
31	1,011	-26,810	71	1,016	-13,060	111	1,020	-12,840
32	1,014	-25,160	72	1,018	-16,180	112	0,999	-16,560
33	1,016	-27,120	73	1,013	-13,820	113	1,025	-26,710
34	1,028	-24,480	74	1,025	-11,660	114	1,031	-26,390
35	1,026	-24,760	75	1,027	-11,080	115	1,036	-26,340
36	1,027	-24,620	76	1,023	-11,890	116	1,080	-8,270
37	1,032	-24,230	77	1,042	-8,760	117	0,991	-34,340
38	1,050	-20,450	78	1,035	-9,070	118	1,023	-11,930
39	1,012	-26,560	79	1,032	-8,860	x	x	x
40	1,012	-27,080	80	1,050	-7,080	x	x	x

Na Figura 9.11 estão representados os perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 8 e 10 para este caso de estudo. Como se pode verificar, o valor do módulo das tensões obtido utilizando o Modelo 10 é genericamente mais elevado do que os valores obtidos com o Modelo 8. Esta situação deve-se ao facto de se admitir uma tolerância de 0,02 pu no limite do módulo da tensão permitindo elevar o valor da tensão em diversos nós.

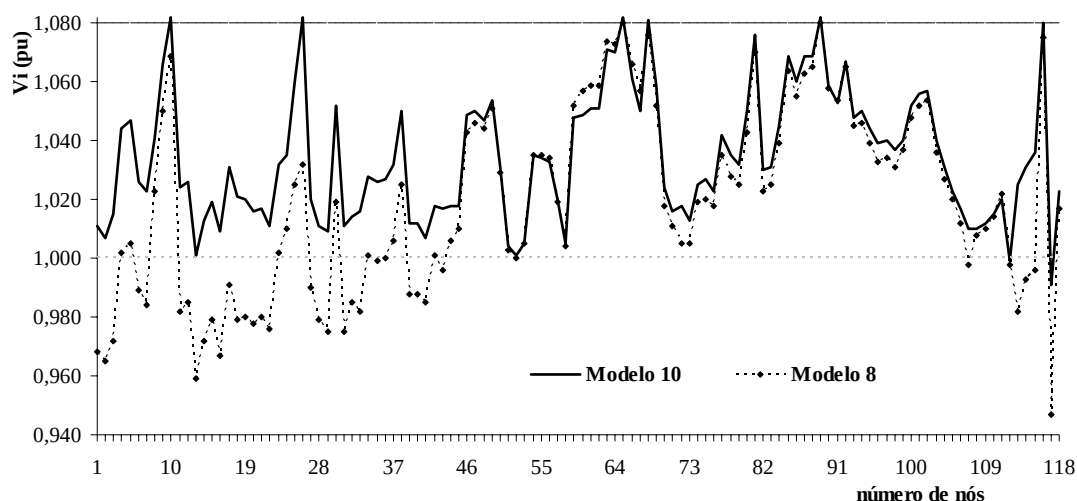


Figura 9.11 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 8 e 10, Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.

O despacho final de potência activa e reactiva obtido é apresentado na Tabela 9.45, na Tabela 9.46 e na Tabela 9.47. Como referido nas secções anteriores, as linhas correspondentes a nós sem consumo nem produção não são incluídas nestas tabelas. Os compensadores síncronos ligados aos nós 21, 29, 44, 71, 95 e 118 apresentam injeções de potência reactiva de 15,97 Mvar, 1,49 Mvar, 10,00 Mvar, -17,04 Mvar, 36,29 Mvar e 16,43 Mvar, respectivamente.

As perdas activas do sistema correspondem a 115,75 MW verificando-se uma diminuição de 3,32 MW face ao Modelo 8. O gerador associado aos contratos bilaterais ligado ao nó 1 contribui com 5,45 MW para compensar as perdas activas do sistema, sendo o restante compensado por vários geradores despachados pelo OM, tal como se indica na Tabela 9.45, na Tabela 9.46 e na Tabela 9.47.

Para além da diminuição do custo associado à potência activa de perdas verifica-se ainda uma diminuição do custo associado aos ajustes de potência activa. Por exemplo, o ajuste de potência activa alocado ao gerador despachado pelo OM ligado ao nó 10 é agora -74,14 MW contra -81,10 MW no Modelo 8. Esta redução deve-se à tolerância admitida para a capacidade dos ramos do sistema. Os trânsitos de potência activa e aparente nos ramos 9-10 e 68-116 correspondem agora a -407,02 MW e 407,02 MVA e a 203,47 MW e 203,52 MVA, respectivamente. Verificam-se ainda alterações nos ajustes de potência activa alocados a vários geradores de ambos os subsistemas de transacção de energia eléctrica.

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

A transferência de potência activa entre geradores despachados pelo OM e geradores associados a contratos bilaterais corresponde a 41,74 MW, verificando-se também aqui uma redução face ao valor de 43,71 MW obtido com o Modelo 8 para o Caso Cong.

Tabela 9.45 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 10 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
1	21,25	3,75	25,00	15,00	51,00	27,53	5,45	5,55	48,00	14,00	34,00	6,90
2	-	-	-	-	20,00	9,11	-	-	-	-	34,00	9,92
3	-	-	-	-	39,00	9,77	-	-	-	-	27,00	3,85
4	0	0	0	15,38	39,00	11,38	0	3,96	21,96	2,03	42,00	10,53
6	0	0	0	20,87	52,00	22,15	-	-	-	-	21,00	4,26
7	-	-	-	-	19,00	2,71	-	-	-	-	37,00	9,27
8	0	0	0	-45,59	28,00	0,00	-	-	-	-	-	-
10	0	-74,14	376,86	-22,11	-	-	0	-11,10	25,90	3,97	-	-
11	-	-	-	-	70,00	23,01	-	-	-	-	-	-
12	47,44	0	131,44	81,08	47,00	9,54	0	11,00	50,00	11,69	-	-
13	-	-	-	-	34,00	16,47	-	-	-	-	28,00	5,69
14	-	-	-	-	14,00	0,00	-	-	-	-	43,00	6,13
15	0	0	0,00	15,44	90,00	29,58	0	0	35,00	3,89	-	-
16	-	-	-	-	25,00	9,88	-	-	-	-	39,00	7,92
17	-	-	-	-	11,00	3,21	-	-	-	-	25,00	8,22
18	0	0	0	26,86	60,00	34,00	0	0	14,00	2,22	-	-
19	0	0	0	11,65	45,00	25,50	0	0	41,00	8,57	-	-
20	-	-	-	-	18,00	2,57	-	-	-	-	-	-
21	-	-	-	-	14,00	7,93	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	10,00	5,12	-	-	-	-	32,00	4,56
23	-	-	-	-	7,00	2,98	-	-	-	-	28,00	3,99
24	0	0	0	6,14	13,00	0,00	0	0	34,00	3,38	28,00	7,02
25	0	0	224,00	95,59	0	0	-	-	-	-	-	-
26	0	0	316,00	-94,75	-	-	-	-	-	-	-	-
27	0	28,66	28,66	-6,80	71,00	14,42	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	17,00	7,24	-	-	-	-	-	-
29	-	-	-	-	24,00	3,42	-	-	-	-	-	-
31	0	0	6,50	20,10	43,00	26,65	0	0	8,00	0,02	-	-
32	0	0	0	-5,71	59,00	23,32	0	0	23,00	-19,25	-	-
33	-	-	-	-	23,00	9,09	-	-	-	-	-	-
34	0	0	0	0,28	59,00	25,13	0	0	27,00	-8,60	-	-
35	-	-	-	-	33,00	9,63	-	-	-	-	16,00	4,67
36	0	0	0	12,24	31,00	16,73	0	7,14	49,14	10,76	-	-
38	-	-	-	-	28,00	8,17	-	-	-	-	-	-
39	-	-	-	-	27,00	10,67	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

Tabela 9.46 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 10 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
40	17,70	0	17,70	28,73	66,00	23,96	-	-	-	-	-	-
41	-	-	-	-	37,00	9,27	-	-	-	-	-	-
42	0	0	0,00	34,13	96,00	24,06	-	-	-	-	-	-
43	-	-	-	-	18,00	7,11	-	-	-	-	-	-
44	-	-	-	-	16,00	8,20	-	-	-	-	-	-
45	-	-	-	-	53,00	22,58	-	-	-	-	-	-
46	0	0	18,00	17,93	28,00	10,16	0	8,00	40,00	2,02	-	-
47	-	-	-	-	34,00	0,00	-	-	-	-	-	-
48	-	-	-	-	20,00	10,80	-	-	-	-	-	-
49	0	0	170,00	103,55	87,00	28,60	0	0	40,00	3,55	-	-
50	-	-	-	-	17,00	4,26	-	-	-	-	25,00	3,56
51	-	-	-	-	17,00	8,23	-	-	-	-	26,00	5,28
52	-	-	-	-	18,00	5,25	-	-	-	-	-	-
53	-	-	-	-	23,00	11,14	-	-	-	-	23,00	3,28
54	0	0	47,00	49,49	113,00	32,96	0	4,00	50,00	0,01	-	-
55	0	0	0	9,86	63,00	22,87	0	0	35,00	14,68	-	-
56	0	0	0,00	15,00	84,00	17,06	0	7,00	48,00	16,00	-	-
57	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	24,00	9,49
58	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	48,00	6,84
59	0	0	157,00	124,98	277,00	109,48	-	-	-	-	-	-
60	-	-	-	-	78,00	0,00	-	-	-	-	-	-
61	0	0	131,00	-91,74	-	-	-	-	-	-	-	-
62	0	0	0	4,25	77,00	15,64	0	0	51,00	9,38	-	-
65	0	0	392,50	-57,39	-	-	-	-	-	-	-	-
66	0	0	394,00	4,92	39,00	17,77	0	0	40,00	1,66	-	-
67	-	-	-	-	28,00	7,02	-	-	-	-	-	-
69	0	0	532,00	-94,48	0	0	-	-	-	-	-	-
70	0	0	0	11,87	66,00	19,25	0	0	37,00	4,07	-	-
72	0	0	0	-8,76	12,00	0,00	-	-	-	-	-	-
73	0	0	0	3,20	6,00	0,00	-	-	-	-	24,00	4,87
74	0	0	0	3,70	68,00	26,88	0	0	47,00	24,58	-	-
75	-	-	-	-	47,00	11,78	-	-	-	-	-	-
76	0	0	0	18,41	68,00	36,70	0	0	30,00	14,88	-	-
77	0	0	0	58,05	61,00	27,79	0	0	37,00	18,26	-	-
78	-	-	-	-	71,00	25,77	-	-	-	-	-	-
79	-	-	-	-	39,00	32,32	-	-	-	-	-	-
80	0	0	415,00	-33,98	130,00	26,40	-	-	-	-	-	-
82	-	-	-	-	54,00	27,67	-	-	-	-	-	-
83	-	-	-	-	20,00	10,25	-	-	-	-	33,00	8,27
84	-	-	-	-	11,00	7,11	-	-	-	-	26,00	5,28
85	0	0	0	18,62	24,00	14,87	0	0	41,00	32,66	-	-
86	-	-	-	-	21,00	10,17	-	-	-	-	-	-
87	0	0	3,50	1,13	-	-	-	-	-	-	-	-
88	-	-	-	-	48,00	9,75	-	-	-	-	-	-
89	0	0	598,00	-9,86	-	-	-	-	-	-	-	-
90	0	0	0	50,97	163,00	40,85	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 9.47 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 10 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
91	0	0	0	-1,89	10,00	0,00	-	-	-	-	38,00	5,42
92	0	0	0	5,68	65,00	9,26	0	0	38,00	24,44	-	-
93	-	-	-	-	12,00	7,12	-	-	-	-	28,00	7,02
94	-	-	-	-	30,00	16,19	-	-	-	-	-	-
95	-	-	-	-	42,00	31,50	-	-	-	-	-	-
96	-	-	-	-	38,00	15,02	-	-	-	-	-	-
97	-	-	-	-	15,00	8,90	-	-	-	-	-	-
98	-	-	-	-	34,00	8,52	-	-	-	-	13,00	5,14
99	0	0	0	1,15	42,00	0,00	-	-	-	-	28,00	8,17
100	0	0	255,00	12,62	37,00	17,92	-	-	-	-	-	-
101	-	-	-	-	22,00	14,78	0	0	22,00	14,34	-	-
102	-	-	-	-	5,00	2,97	-	-	-	-	42,00	5,99
103	0	0	40,50	15,19	23,00	16,05	-	-	-	-	-	-
104	0	0	0	11,06	38,00	24,55	0	6,19	40,19	15,50	-	-
105	0	0	0	14,16	31,00	25,69	0	0	29,00	8,51	-	-
106	-	-	-	-	43,00	15,61	-	-	-	-	-	-
107	0	0	0	12,63	50,00	12,53	-	-	-	-	-	-
108	-	-	-	-	2,00	1,03	-	-	-	-	44,00	6,27
109	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	-	-
110	0	0	0	15,21	39,00	30,27	0	0	33,00	13,37	-	-
111	0	0	35,00	-4,33	-	-	-	-	-	-	-	-
112	6,21	0	6,21	9,78	68,00	13,81	-	-	-	-	-	-
113	0	0	0	1,50	6,00	0,00	-	-	-	-	28,00	10,16
114	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	38,00	5,42
115	-	-	-	-	22,00	7,23	-	-	-	-	-	-
116	17,70	0	17,70	-0,14	184,00	0,00	-	-	-	-	37,00	12,16
117	-	-	-	-	20,00	7,91	-	-	-	-	29,00	5,89
118	-	-	-	-	33,00	15,04	-	-	-	-	-	-

Na Tabela 9.48 apresentam-se os preços marginais de potência activa e reactiva obtidos pelo Modelo 10 e na Figura 9.12 estão representados os perfis dos preços de potência reactiva obtidos pelos Modelos 8 e 10. As duas curvas apresentadas nesta figura permitem verificar a existência de alterações de preços nomeadamente em nós em que existem equipamentos para a compensação de potência reactiva e também em nós extremos de ramos que, de acordo com os resultados obtidos para o Caso Cong com o Modelo 8, se encontravam no limite (caso dos ramos 9-10 e 68-116). Estes ramos deixam agora de ter a sua potência aparente no limite, tal como já foi referido, uma vez que foi especificada uma tolerância de 15,0% para esse limite. A utilização desta margem permite explicar a suavização de picos de preços marginais obtidos com o Modelo 8 nos nós 10, 68, 116 bem como noutros nós próximos destes.

Tabela 9.48 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 10 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE (Caso Cong).

nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	52,166	0,208	41	52,001	0,026	81	48,515	-0,019
2	52,327	0,210	42	51,652	0,000	82	49,435	0,208
3	52,003	0,177	43	51,019	0,089	83	49,349	0,251
4	50,956	0,000	44	50,960	0,157	84	48,861	0,216
5	50,834	-0,014	45	50,722	0,251	85	48,075	0,000
6	51,675	0,000	46	49,755	0,000	86	48,370	0,052
7	51,823	0,022	47	49,540	-0,009	87	48,323	0,000
8	50,759	0,000	48	49,640	0,059	88	47,755	0,054
9	50,235	-0,132	49	49,420	0,000	89	47,227	0,000
10	-54,000	0,000	50	50,354	0,156	90	48,607	0,000
11	51,718	0,091	51	51,439	0,378	91	48,767	0,000
12	51,810	0,000	52	51,628	0,374	92	48,136	0,000
13	52,304	0,288	53	51,482	0,278	93	48,878	0,078
14	52,243	0,045	54	50,647	0,000	94	49,076	-0,031
15	51,407	0,000	55	50,650	0,000	95	49,315	0,000
16	52,054	0,156	56	50,691	0,006	96	49,256	0,091
17	50,835	-0,019	57	50,961	0,192	97	49,018	0,083
18	51,241	0,000	58	51,647	0,304	98	49,076	0,050
19	51,327	0,000	59	49,444	0,000	99	49,266	0,000
20	51,541	0,000	60	48,997	0,000	100	48,885	0,000
21	51,505	0,000	61	48,878	0,000	101	48,683	0,000
22	51,287	0,122	62	48,911	0,000	102	48,504	0,034
23	50,092	0,053	63	49,179	-0,069	103	49,563	0,000
24	49,935	0,000	64	48,924	-0,035	104	50,000	0,000
25	49,024	0,000	65	48,559	-0,107	105	50,342	0,000
26	49,215	0,000	66	48,372	0,000	106	50,486	0,083
27	51,000	0,000	67	48,788	0,031	107	51,185	0,000
28	51,321	0,036	68	48,475	-0,047	108	50,976	0,002
29	51,492	0,000	69	48,127	0,000	109	50,963	-0,014
30	50,607	0,023	70	49,753	0,000	110	50,801	0,000
31	51,428	0,000	71	49,909	0,000	111	50,354	0,000
32	51,141	0,000	72	50,061	0,000	112	51,810	0,000
33	51,157	-0,204	73	50,053	0,000	113	51,024	0,000
34	50,621	0,000	74	49,867	0,000	114	51,320	-0,267
35	50,682	0,010	75	49,762	0,024	115	51,292	-0,317
36	50,653	0,000	76	50,018	0,000	116	51,810	0,000
37	50,527	-0,028	77	49,122	0,000	117	52,822	0,292
38	50,376	0,040	78	49,220	0,087	118	50,020	0,000
39	51,523	0,066	79	49,149	0,136	x	x	x
40	51,810	0,000	80	48,629	0,000	x	x	x

Assinala-se, ainda, que o preço marginal de potência reactiva é nulo em muitos nós. Esta situação decorre do facto de nesses nós existirem geradores a eles ligados ou outros equipamentos de produção de potência reactiva que não se encontram no limite. Assim, um aumento da carga reactiva ligada a um desses nós é directamente compensado por esse

equipamento sem qualquer impacto nas perdas activas e sem incorrer em qualquer custo de oportunidade. É, por exemplo, o que ocorre nos nós 89 a 92.

Noutros nós, ou não existe directamente ligado qualquer equipamento de produção de potência reactiva ou, se existe, encontra-se no limite. Assim, um aumento da carga reactiva num desses nós será compensado num nó diferente originando um impacto na potência activa de perdas ou, então, criando custos de oportunidade se for compensado por um gerador ligado ao mesmo nó da carga. Se o impacto for no sentido do aumento da potência de perdas o preço marginal nodal de potência reactiva será positivo (caso dos nós 82, 83 e 84 em que só existem cargas ligadas). Se for no sentido da redução da potência activa de perdas, o preço marginal nodal respectivo será negativo (caso dos nós 114 e 115).

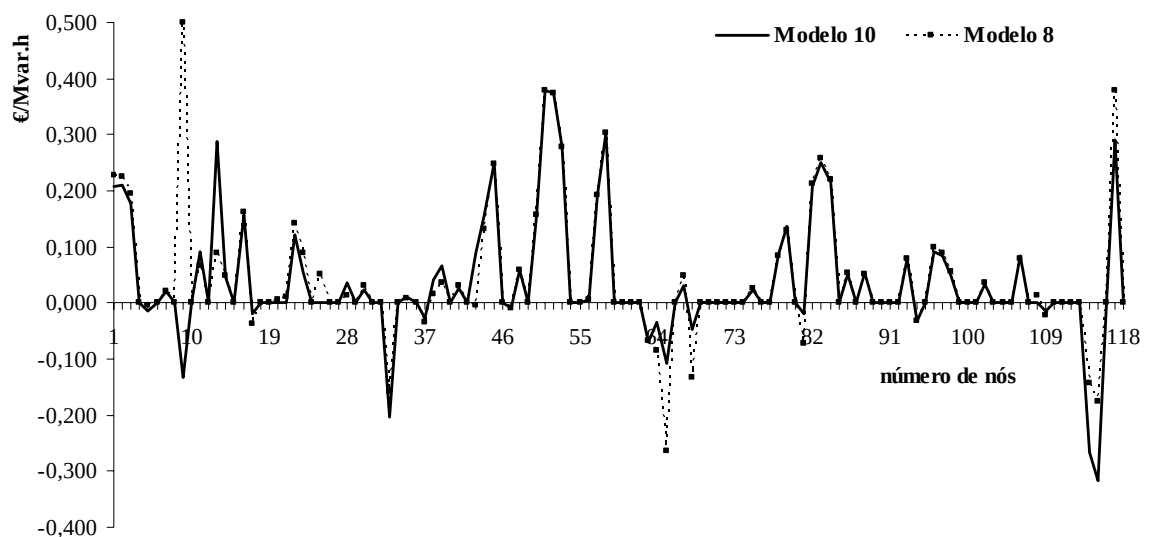


Figura 9.12 – Perfis dos preços marginais nodais de potência reactiva obtidos pelos Modelos 8 e 10 para o Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.

O valor da restrição referente à função objectivo do modelo determinístico corresponde neste caso a 12319,89 €, e o grau de satisfação obtido é de 0,882. O tempo total de processamento correspondeu a 8826,7 segundos, em que o EPSO considerando 10 partículas realizou 13587 iterações e demorou 8473,9 segundos. Por sua vez, o SLP primal/dual despendeu 352,8 segundos realizando 83 iterações.

9.3.6 Modelo 11

Este modelo corresponde à versão difusa do Modelo 9 e foi utilizado apenas na situação correspondente ao Caso Cong em que o limite de potência aparente dos ramos 9-10 e 68-116 foi reduzido de 500,0 MVA para 400,0 MVA e 200,0 MVA, respectivamente.

Foram ainda especificados os seguintes parâmetros para as restrições difusas:

- $FO^{des} = 11800,0 \text{ €}$ e $\delta^{FO} = 3200,0 \text{ €}$;
- $\delta^{V\min} = \delta^{V\max} = 0,02 \text{ pu}$;
- $\delta_{ij}^{S_{ij}} = 15,0 \text{ \%}$.

Os resultados obtidos indicam que os transformadores com regulação de tensão apresentam a tomada ligada na seguinte posição:

- o transformador ligado entre os nós 5 e 8 apresenta a tomada ligada na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 17 e 30 tem a tomada no primário ligada na posição $-2,5\%$;
- o transformador ligado entre os nós 25 e 26 apresenta a tomada na posição nominal;
- o transformador ligado entre os nós 59 e 63 tem a tomada no primário ligada na posição correspondente a $-5,0\%$;
- o transformador ligado entre os nós 65 e 66 com tomada de tensão no secundário ligada na posição correspondente a $+2,5\%$.

Na Tabela 9.49 apresenta-se o estado dos escalões das baterias de condensadores. Assinala-se que a bateria existente no nó 94 se encontra desligada da rede.

Tabela 9.49 – Estado de ligação dos escalões das baterias de condensadores da rede teste de 118 nós do IEEE (Caso Cong) utilizando o Modelo 11.

nó p	escalaõ 1 $\tau_p^C = 1$	escalaõ 2 $\tau_p^C = 2$	escalaõ 3 $\tau_p^C = 3$	escalaõ 4 $\tau_p^C = 4$	escalaõ 5 $\tau_p^C = 5$
94	desligado	desligado	desligado	desligado	-
109	ligado	desligado	ligado	-	-
115	ligado	ligado	desligado	desligado	ligado

A Tabela 9.50 apresenta o estado dos escalões das baterias de indutâncias.

Tabela 9.50 – Estado de ligação dos escalões das baterias de indutâncias da rede teste de 118 nós do IEEE
(Caso Cong) utilizando o Modelo 11.

nó q	escalon 1 $\tau_q^B = 1$	escalon 2 $\tau_q^B = 2$	escalon 3 $\tau_q^B = 3$	escalon 4 $\tau_q^B = 4$	escalon 5 $\tau_q^B = 5$	escalon 6 $\tau_q^B = 6$	escalon 7 $\tau_q^B = 7$
9	ligado	desligado	ligado	desligado	desligado	desligado	desligado
10	ligado	ligado	desligado	ligado	ligado	-	-
38	ligado	desligado	desligado	ligado	ligado	ligado	desligado
65	desligado	desligado	ligado	desligado	ligado	-	-

Por sua vez, o módulo e a fase das tensões são apresentados na Tabela 9.51.

Tabela 9.51 – Módulo e fase das tensões obtidos pelo Modelo 11, rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)	nó i	V_i (pu)	θ_i (graus)
1	1,006	-31,420	41	1,019	-26,810	81	1,082	-7,560
2	1,006	-31,730	42	1,029	-24,980	82	1,039	-9,500
3	1,010	-31,040	43	1,028	-23,260	83	1,040	-9,130
4	1,040	-27,450	44	1,030	-19,680	84	1,053	-7,520
5	1,036	-26,840	45	1,030	-17,520	85	1,077	-5,730
6	1,028	-30,160	46	1,060	-14,150	86	1,068	-6,750
7	1,024	-30,570	47	1,062	-13,000	87	1,076	-6,440
8	1,020	-21,180	48	1,059	-13,680	88	1,072	-3,310
9	1,051	-14,770	49	1,066	-13,110	89	1,083	0,000
10	1,069	-8,190	50	1,042	-15,840	90	1,062	-6,040
11	1,021	-29,750	51	1,012	-19,080	91	1,060	-6,800
12	1,026	-30,240	52	1,008	-19,830	92	1,072	-4,810
13	1,001	-31,010	53	1,011	-20,320	93	1,052	-7,460
14	1,015	-31,120	54	1,039	-17,770	94	1,052	-8,420
15	1,028	-27,520	55	1,038	-17,850	95	1,049	-9,320
16	1,010	-30,640	56	1,038	-17,890	96	1,046	-9,170
17	1,033	-25,520	57	1,027	-18,010	97	1,051	-8,490
18	1,030	-26,950	58	1,011	-19,870	98	1,051	-8,990
19	1,030	-27,070	59	1,046	-14,160	99	1,056	-9,830
20	1,030	-27,160	60	1,052	-10,890	100	1,065	-7,990
21	1,033	-26,400	61	1,054	-10,210	101	1,066	-7,210
22	1,031	-24,680	62	1,054	-10,200	102	1,064	-6,460
23	1,057	-18,510	63	1,083	-11,480	103	1,054	-10,280
24	1,060	-17,600	64	1,074	-10,000	104	1,047	-12,150
25	1,083	-11,960	65	1,076	-7,590	105	1,041	-13,280
26	1,083	-10,530	66	1,078	-6,800	106	1,034	-13,740
27	1,046	-22,960	67	1,062	-9,100	107	1,027	-16,030
28	1,036	-24,610	68	1,083	-7,810	108	1,031	-14,930
29	1,032	-25,650	69	1,072	-4,950	109	1,033	-14,920
30	1,057	-20,770	70	1,049	-11,790	110	1,034	-14,440
31	1,032	-25,580	71	1,047	-12,910	111	1,042	-13,040
32	1,040	-23,910	72	1,050	-15,750	112	1,019	-16,550
33	1,026	-26,550	73	1,045	-13,630	113	1,033	-25,820
34	1,038	-24,100	74	1,045	-11,520	114	1,051	-24,890
35	1,036	-24,420	75	1,046	-10,970	115	1,055	-24,810
36	1,037	-24,290	76	1,042	-11,780	116	1,082	-8,210
37	1,042	-23,820	77	1,056	-8,740	117	0,990	-33,890
38	1,053	-20,050	78	1,049	-9,040	118	1,042	-11,800
39	1,024	-26,050	79	1,046	-8,840	x	x	x
40	1,024	-26,540	80	1,064	-7,110	x	x	x

Também aqui se verificam nós do sistema com módulo de tensão superior a 1,08 pu, recordando-se que este foi o limite especificado para o Modelo 9. Os valores agora obtidos estão, contudo, dentro da margem de relaxamento admitido para as restrições difusas do módulo das tensões, uma vez que foi especificada a tolerância de 0,02 pu.

Na Figura 9.13 estão representados os perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 9 e 11.

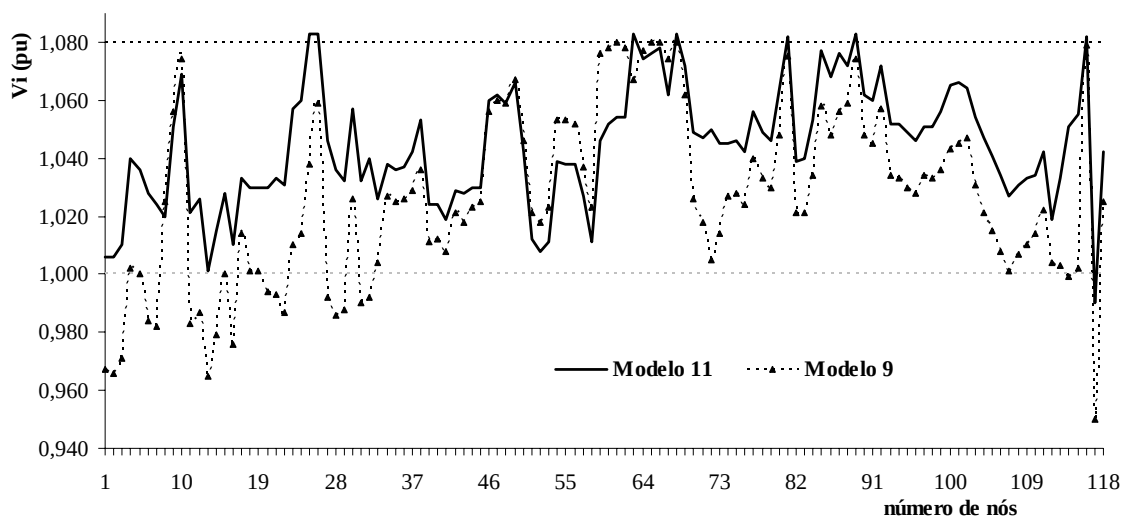


Figura 9.13 – Perfis do módulo das tensões obtidos pelos Modelos 9 e 11 no Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.

O despacho final é apresentado na Tabela 9.52, na Tabela 9.53 e na Tabela 9.54. Analogamente, também nestas tabelas se excluíram as linhas referentes aos nós 5, 9, 30, 37, 63, 64, 68, 71 e 81 dado não apresentarem consumo nem produção.

Os compensadores síncronos ligados aos nós 21, 29, 44, 71, 95 e 118 apresentam injeções de potência reactiva de 15,96 Mvar, 4,02 Mvar, 10,00 Mvar, -1,93 Mvar, 40,00 Mvar e 16,22 Mvar, respectivamente. As perdas activas têm agora o valor de 114,42 MW. Os geradores associados aos contratos bilaterais ligados aos nós 1 e 12 contribuem para compensar aquelas perdas com 11,00 MW e 3,03 MW, respectivamente. Os restantes 100,39 MW são compensados por vários geradores despachados pelo OM distribuídos pelo sistema.

Neste caso, também se verifica que o gerador ligado ao nó 10 despachado pelo OM apresenta um ajuste de potência activa inferior ao obtido pelo Modelo 9 diminuindo o custo referente aos ajustes de potência activa. Conjuntamente com a diminuição verificada

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

no custo de perdas activas do sistema obtém-se, assim, um valor inferior para o custo de operação do sistema. Por outro lado, e tal como seria de esperar dado o Modelo utilizado, os resultados obtidos para o despacho final indicam que não há qualquer transferência de potência activa entre os dois subsistemas de contratação de energia eléctrica.

Tabela 9.52 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 11 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong.

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	$\Delta P_{g_i}^{perd}$ (MW)	$\Delta P_{g_i}^{ajt}$ (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)	$\Delta P_{g_i}^{perd}$ (MW)	$\Delta P_{g_i}^{ajt}$ (MW)	$P_{g_i}^F$ (MW)	$Q_{g_i}^F$ (Mvar)	$P_{c_i}^F$ (MW)	$Q_{c_i}^F$ (Mvar)
1	21,25	3,75	25,00	15,00	51,00	27,53	11,00	0	48,00	14,00	34,00	6,90
2	-	-	-	-	20,00	9,11	-	-	-	-	34,00	9,92
3	-	-	-	-	39,00	9,77	-	-	-	-	27,00	3,85
4	0	0	0	114,97	39,00	11,38	0	3,96	21,96	2,12	42,00	10,53
6	0	0	0	50,00	52,00	22,15	-	-	-	-	21,00	4,26
7	-	-	-	-	19,00	2,71	-	-	-	-	37,00	9,27
8	0	0	0	-255,07	28,00	0,00	-	-	-	-	-	-
10	0	-73,04	377,96	-6,25	-	-	0	-11,10	25,90	4,10	-	-
11	-	-	-	-	70,00	23,01	-	-	-	-	-	-
12	45,88	4,89	134,77	86,25	47,00	9,54	3,03	0	42,03	15,74	-	-
13	-	-	-	-	34,00	16,47	-	-	-	-	28,00	5,69
14	-	-	-	-	14,00	0,00	-	-	-	-	43,00	6,13
15	0	0	0	27,94	90,00	29,58	0	0	35,00	11,94	-	-
16	-	-	-	-	25,00	9,88	-	-	-	-	39,00	7,92
17	-	-	-	-	11,00	3,21	-	-	-	-	25,00	8,22
18	0	0	0	37,04	60,00	34,00	0	0	14,00	4,45	-	-
19	0	0	0	11,60	45,00	25,50	0	0	41,00	8,59	-	-
20	-	-	-	-	18,00	2,57	-	-	-	-	-	-
21	-	-	-	-	14,00	7,93	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	10,00	5,12	-	-	-	-	32,00	4,56
23	-	-	-	-	7,00	2,98	-	-	-	-	28,00	3,99
24	0	0	0	5,35	13,00	0,00	0	0	34,00	3,37	28,00	7,02
25	0	0	224,00	8,13	0	0	-	-	-	-	-	-
26	0	0	316,00	-21,53	-	-	-	-	-	-	-	-
27	0	46,39	46,39	2,09	71,00	14,42	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	17,00	7,24	-	-	-	-	-	-
29	-	-	-	-	24,00	3,42	-	-	-	-	-	-
31	0	0	6,50	22,54	43,00	26,65	0	0	8,00	0,01	-	-
32	0	0	0	4,59	59,00	23,32	0	0	23,00	-8,53	-	-
33	-	-	-	-	23,00	9,09	-	-	-	-	-	-
34	0	0	0	6,58	59,00	25,13	0	0	27,00	1,07	-	-
35	-	-	-	-	33,00	9,63	-	-	-	-	16,00	4,67
36	0	0	0	11,57	31,00	16,73	0	0	42,00	10,64	-	-
38	-	-	-	-	28,00	8,17	-	-	-	-	-	-
39	-	-	-	-	27,00	10,67	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

Tabela 9.53 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 11 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
40	13,78	6,36	20,14	32,18	66,00	23,96	-	-	-	-	-	-
41	-	-	-	-	37,00	9,27	-	-	-	-	-	-
42	0,73	0	0,73	30,45	96,00	24,06	-	-	-	-	-	-
43	-	-	-	-	18,00	7,11	-	-	-	-	-	-
44	-	-	-	-	16,00	8,20	-	-	-	-	-	-
45	-	-	-	-	53,00	22,58	-	-	-	-	-	-
46	0	0	18,00	17,04	28,00	10,16	0	7,14	39,14	1,93	-	-
47	-	-	-	-	34,00	0,00	-	-	-	-	-	-
48	-	-	-	-	20,00	10,80	-	-	-	-	-	-
49	0	0	170,00	100,82	87,00	28,60	0	0	40,00	3,38	-	-
50	-	-	-	-	17,00	4,26	-	-	-	-	25,00	3,56
51	-	-	-	-	17,00	8,23	-	-	-	-	26,00	5,28
52	-	-	-	-	18,00	5,25	-	-	-	-	-	-
53	-	-	-	-	23,00	11,14	-	-	-	-	23,00	3,28
54	0	0	47,00	48,52	113,00	32,96	0	0	46,00	0,25	-	-
55	0	0	0	10,06	63,00	22,87	0	0	35,00	15,07	-	-
56	0	5,72	5,72	15,00	84,00	17,06	0	0	41,00	17,17	-	-
57	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	24,00	9,49
58	-	-	-	-	12,00	3,01	-	-	-	-	48,00	6,84
59	0	0	157,00	149,92	277,00	109,48	-	-	-	-	-	-
60	-	-	-	-	78,00	0,00	-	-	-	-	-	-
61	0	0	131,00	-93,76	-	-	-	-	-	-	-	-
62	0	0	0	1,03	77,00	15,64	0	0	51,00	3,01	-	-
65	0	0	392,50	-57,39	-	-	-	-	-	-	-	-
66	0	0	394,00	-44,93	39,00	17,77	0	0	40,00	-6,65	-	-
67	-	-	-	-	28,00	7,02	-	-	-	-	-	-
69	0	0	532,00	-79,88	0	0	-	-	-	-	-	-
70	0	0	0	10,97	66,00	19,25	0	0	37,00	2,62	-	-
72	0	0	0	-5,37	12,00	0,00	-	-	-	-	-	-
73	0	0	0	4,30	6,00	0,00	-	-	-	-	24,00	4,87
74	0	0	0	3,49	68,00	26,88	0	0	47,00	24,35	-	-
75	-	-	-	-	47,00	11,78	-	-	-	-	-	-
76	0	0	0	19,86	68,00	36,70	0	0	30,00	16,31	-	-
77	0	0	0,00	57,84	61,00	27,79	0	0	37,00	17,90	-	-
78	-	-	-	-	71,00	25,77	-	-	-	-	-	-
79	-	-	-	-	39,00	32,32	-	-	-	-	-	-
80	0	0	415,00	-6,88	130,00	26,40	-	-	-	-	-	-
82	-	-	-	-	54,00	27,67	-	-	-	-	-	-
83	-	-	-	-	20,00	10,25	-	-	-	-	33,00	8,27
84	-	-	-	-	11,00	7,11	-	-	-	-	26,00	5,28
85	0	0	0	22,22	24,00	14,87	0	0	41,00	35,73	-	-
86	-	-	-	-	21,00	10,17	-	-	-	-	-	-
87	0	0	3,50	1,04	-	-	-	-	-	-	-	-
88	-	-	-	-	48,00	9,75	-	-	-	-	-	-
89	0	0	598,00	-34,53	-	-	-	-	-	-	-	-
90	0	0	0	50,13	163,00	40,85	-	-	-	-	-	-

continua na página seguinte

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela 9.54 – Despacho final determinado pelo Operador de Sistema com o Modelo 11 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE, Caso Cong (continuação).

nó i	Entidades despachadas pelo OM						Entidades associadas a Contratos Bilaterais					
	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)	ΔPg_i^{perd} (MW)	ΔPg_i^{ajt} (MW)	Pg_i^F (MW)	Qg_i^F (Mvar)	Pc_i^F (MW)	Qc_i^F (Mvar)
91	0	0	0	5,42	10,00	0,00	-	-	-	-	38,00	5,42
92	0	0	0	9,00	65,00	9,26	0	0	38,00	27,64	-	-
93	-	-	-	-	12,00	7,12	-	-	-	-	28,00	7,02
94	-	-	-	-	30,00	16,19	-	-	-	-	-	-
95	-	-	-	-	42,00	31,50	-	-	-	-	-	-
96	-	-	-	-	38,00	15,02	-	-	-	-	-	-
97	-	-	-	-	15,00	8,90	-	-	-	-	-	-
98	-	-	-	-	34,00	8,52	-	-	-	-	13,00	5,14
99	0	0	0	6,21	42,00	0,00	-	-	-	-	28,00	8,17
100	0	0	255,00	27,56	37,00	17,92	-	-	-	-	-	-
101	-	-	-	-	22,00	14,78	0	0	22,00	15,55	-	-
102	-	-	-	-	5,00	2,97	-	-	-	-	42,00	5,99
103	0	0	40,50	12,15	23,00	16,05	-	-	-	-	-	-
104	0	0	0	10,03	38,00	24,55	0	0	34,00	13,43	-	-
105	0	0	0	17,67	31,00	25,69	0	0	29,00	11,76	-	-
106	-	-	-	-	43,00	15,61	-	-	-	-	-	-
107	0	0	0,00	11,65	50,00	12,53	-	-	-	-	-	-
108	-	-	-	-	2,00	1,03	-	-	-	-	44,00	6,27
109	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	-	-
110	0	0	0	12,13	39,00	30,27	0	0	33,00	9,44	-	-
111	0	0	35,00	-0,51	-	-	-	-	-	-	-	-
112	7,48	0	7,48	11,17	68,00	13,81	-	-	-	-	-	-
113	0	0	0	14,50	6,00	0,00	-	-	-	-	28,00	10,16
114	-	-	-	-	8,00	2,90	-	-	-	-	38,00	5,42
115	-	-	-	-	22,00	7,23	-	-	-	-	-	-
116	11,27	5,93	17,20	-0,25	184,00	0,00	-	-	-	-	37,00	12,16
117	-	-	-	-	20,00	7,91	-	-	-	-	29,00	5,89
118	-	-	-	-	33,00	15,04	-	-	-	-	-	-

Os preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos são apresentados na Tabela 9.55. Os preços de potência activa dos subsistemas OM e contratos bilaterais não apresentam variações significativas relativamente aos preços obtidos pelo Modelo 9.

Uma vez mais se verifica que em diversos nós o preço marginal de potência reactiva corresponde a 0,000 €/Mvar.h. Este facto deve-se, como se tem vindo a referir ao longo deste capítulo, a não ocorrer qualquer variação no valor da restrição referente à função objectivo do modelo determinístico pelo aumento da carga reactiva ligada a esses nós dado que esse aumento é directamente compensado pelo recurso de potência reactiva ligado ao próprio nó.

Tabela 9.55 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva obtidos com o Modelo 11 utilizando a rede teste de 118 nós do IEEE (Caso Cong).

nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)	nó i	$\rho_i^{OM}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i^{CB}(P)$ (€/MW.h)	$\rho_i(Q)$ (€/Mvar.h)
1	52,373	49,216	0,254	41	52,236	49,079	0,047	81	48,966	45,809	-0,053
2	52,525	49,368	0,227	42	52,000	48,843	0,000	82	49,974	46,817	0,226
3	52,212	49,056	0,235	43	51,314	48,157	0,077	83	49,917	46,760	0,258
4	51,157	48,000	0,000	44	51,304	48,147	0,140	84	49,475	46,318	0,209
5	51,034	47,877	0,082	45	51,089	47,932	0,233	85	48,716	45,559	0,000
6	51,891	48,734	0,009	46	50,157	47,000	0,000	86	49,010	45,853	0,049
7	52,029	48,873	0,026	47	49,945	46,789	-0,011	87	48,962	45,806	0,000
8	50,967	47,810	0,000	48	50,042	46,885	0,054	88	48,429	45,272	0,050
9	50,458	47,302	-0,242	49	49,825	46,669	0,000	89	47,919	44,762	0,000
10	-54,000	-57,157	0,000	50	50,753	47,597	0,148	90	49,311	46,154	0,000
11	51,914	48,757	0,106	51	51,843	48,687	0,374	91	49,468	46,312	0,000
12	52,000	48,843	0,000	52	52,035	48,878	0,372	92	48,788	45,631	0,024
13	52,493	49,337	0,284	53	51,900	48,743	0,277	93	49,490	46,333	0,157
14	52,430	49,273	0,043	54	51,074	47,917	0,000	94	49,653	46,496	0,107
15	51,599	48,442	0,000	55	51,074	47,918	0,000	95	49,879	46,722	0,086
16	52,241	49,084	0,179	56	51,116	47,959	0,005	96	49,798	46,642	0,143
17	51,010	47,853	0,051	57	51,371	48,214	0,183	97	49,529	46,373	0,108
18	51,419	48,262	0,000	58	52,058	48,901	0,299	98	49,569	46,412	0,002
19	51,504	48,347	0,000	59	49,842	46,686	0,000	99	49,800	46,643	0,000
20	51,705	48,548	-0,001	60	49,403	46,247	-0,020	100	49,439	46,282	0,000
21	51,663	48,506	0,000	61	49,285	46,129	-0,026	101	49,281	46,124	0,000
22	51,445	48,289	0,118	62	49,318	46,161	0,000	102	49,140	45,984	0,049
23	50,290	47,133	0,056	63	49,587	46,431	-0,143	103	50,078	46,921	0,000
24	50,187	47,030	0,000	64	49,335	46,179	-0,088	104	50,542	47,386	0,000
25	49,234	46,078	0,000	65	48,978	45,821	-0,056	105	50,860	47,704	0,000
26	49,424	46,267	0,000	66	48,786	45,630	0,000	106	51,001	47,845	0,078
27	51,000	47,843	0,000	67	49,195	46,039	0,032	107	51,681	48,524	0,000
28	51,270	48,113	0,045	68	48,908	45,751	-0,045	108	51,407	48,251	-0,048
29	51,511	48,355	0,000	69	48,560	45,404	0,000	109	51,360	48,204	-0,101
30	50,817	47,661	-0,057	70	50,145	46,989	0,000	110	51,143	47,987	0,000
31	51,478	48,322	0,000	71	50,302	47,145	0,000	111	50,724	47,568	0,000
32	51,220	48,063	0,000	72	50,391	47,234	0,000	112	52,000	48,843	0,000
33	51,466	48,309	0,069	73	50,440	47,283	0,000	113	51,184	48,027	0,000
34	50,892	47,735	0,000	74	50,275	47,118	0,000	114	51,384	48,228	-0,174
35	50,964	47,807	0,010	75	50,179	47,022	0,021	115	51,356	48,200	-0,211
36	50,939	47,783	0,000	76	50,454	47,297	0,000	116	52,000	48,843	0,000
37	50,791	47,635	-0,021	77	49,595	46,438	0,000	117	52,749	49,592	0,259
38	50,653	47,496	-0,088	78	49,690	46,534	0,080	118	50,443	47,286	0,000
39	51,737	48,580	0,065	79	49,619	46,463	0,124	x	x	x	x
40	52,000	48,843	0,000	80	49,112	45,956	0,000	x	x	x	x

O valor da restrição referente à função objectivo do modelo determinístico corresponde a 12230,21 € e o grau de pertença associado foi de 0,866. Os trânsitos de potência activa e aparente nos ramos 9-10 e 68-116 correspondem a -408,01 MW e 408,05 MVA e a 203,97 MW e 204,02 MVA, respectivamente. Estes valores ultrapassam o limite de 400,0 MVA e de 200,0 MVA, respectivamente, mas devemos recordar que foram especificadas tolerâncias de 15,0% relativamente a estes limites.

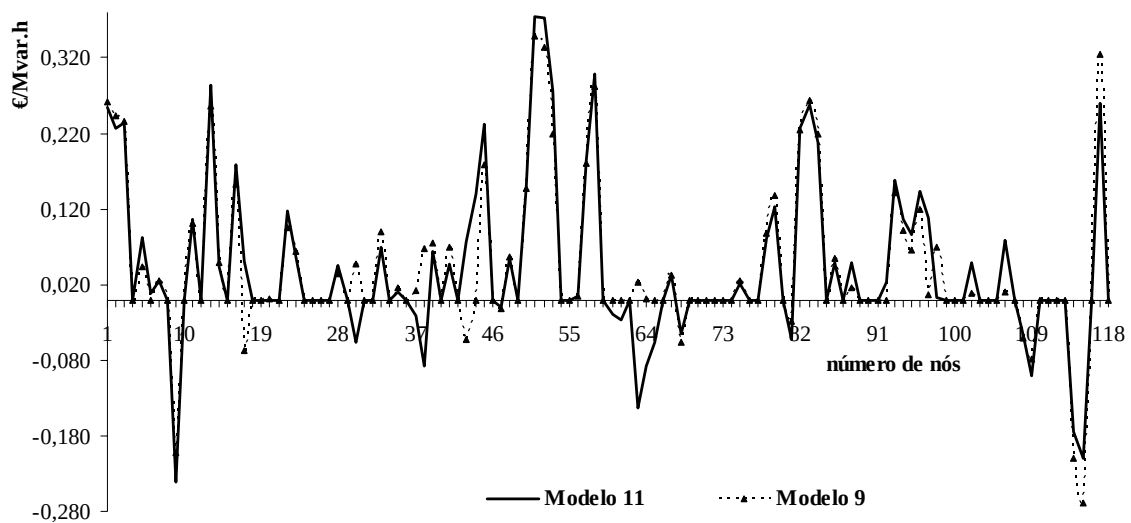


Figura 9.14 – Perfis dos preços marginais nodais de potência reactiva obtidos pelos Modelos 9 e 11 no Caso Cong da rede teste de 118 nós do IEEE.

A Figura 9.14 apresenta os perfis dos preços marginais nodais de potência reactiva obtidos pelos Modelos 9 e 11 para o Caso Cong. Em relação a estes resultados importa assinalar os seguintes aspectos:

- nos nós 17, 20, 30, 37, 38, 43, 61, 63, 64 e 65, verifica-se uma mudança de sinal nos preços marginais de potência reactiva em relação aos valores obtidos com o Modelo 9. Nos nós em que os valores passam agora a ser positivos ocorre um aumento do valor da restrição referente à função objectivo do modelo determinístico pelo aumento de 1 Mvar da carga ligada aos respectivos nós. Este aumento deve-se ao facto de o novo Mvar de carga ser compensado por equipamentos de potência reactiva ligados em outros nós da rede originando assim um aumento das perdas activas ou então por recursos existentes no próprio nó mas estando a operar num ponto de funcionamento tal que se incorre em custos de oportunidade;
- em diversos nós ocorre um aumento do valor absoluto do preço marginal de potência reactiva, por exemplo, nos nós 51 a 53. Este facto decorre de o ponto de funcionamento do sistema estar associado a um conjunto menos homogéneo de valores do módulo da tensão nesta zona do sistema em comparação com o obtido com o Modelo 9. Este aspecto origina um aumento mais acentuado do valor das perdas activas no Modelo 11 do que no Modelo 9 quando ocorre um aumento de 1 Mvar da carga ligada a estes nós compensado por geradores ligados em nós vizinhos;

- finalmente, noutros nós verifica-se uma diminuição em valor absoluto do preço marginal relativamente ao obtido com o Modelo 9 sendo este, por exemplo, o caso dos nós 114, 115 e 117. A explicação deste facto relaciona-se, uma vez mais com o impacto causado no valor do custo de operação do sistema considerando agora um aumento de 1 Mvar da carga ligada a cada um destes nós. No caso do nó 117, um aumento de 1 Mvar da carga é compensado pelos equipamentos ligados em nós vizinhos resultando numa diminuição das perdas activas e, consequentemente, no custo de operação do sistema. No caso dos nós 114 e 115, os preços marginais mantêm-se negativos mas o seu valor absoluto é menor. Nestes casos, o aumento de 1 Mvar na potência reactiva de carga nos nós 114 ou 115 origina ainda uma diminuição da potência activa de perdas sendo, no entanto, esta diminuição de menor amplitude do que a que ocorria com o Modelo 9.

O tempo total de processamento correspondeu a 9118,9 segundos tendo o EPSO considerando 10 partículas realizado 14096 iterações. O EPSO demorou 8718,4 segundos e o SLP primal/dual despendeu 400,5 segundos realizando 88 iterações.

9.4 Comentários

Os modelos utilizados neste capítulo correspondem a formulações de despacho integrado de potência activa e reactiva desenvolvidos para o Operador de Sistema determinar o programa final referente a um período de comercialização a partir dos programas iniciais estabelecidos em mercados de energia eléctrica do tipo misto. Nestes modelos podem assinalar-se diversos aspectos basilares, tais como:

- as correcções a realizar aos programas iniciais são determinadas com base em ofertas de ajuste submetidas por todos os agentes envolvidos no mercado. Estas ofertas são compostas por um preço de ajuste e por uma gama de potência activa que o agente admite variar em relação ao valor inicial pelo que permitem uma transparência acrescida na determinação das correcções a realizar aos referidos programas iniciais dado ser possível seleccionar os recursos mais económicos. Por outro lado, as ofertas de ajuste podem assumir um papel minimizador do poder de mercado que eventualmente alguns agentes poderiam ter atendendo à sua localização no sistema. Para este efeito será possível estabelecer, por exemplo, um

- limite máximo para a gama de ajuste de potência activa admissível sendo, ainda, possível gerir os recursos de potência reactiva de uma forma mais integrada;
- a separação dos ajustes de potência activa associados aos geradores em duas parcelas de ajuste com funções distintas. Uma das parcelas é destinada a ajustes para compensar as perdas activas e a outra refere-se a ajustes de potência activa devido a restrições técnicas. Deste modo, existe a possibilidade de considerar as perdas activas como um serviço auxiliar a remunerar de uma forma mais simples e mais transparente;
 - os custos de oportunidade dos geradores são considerados através da integração de restrições referentes ao diagrama de capacidade de cada gerador e da sua associação a ofertas de ajuste permitindo remunerar adequadamente estes custos. Deste modo, os custos de oportunidade, se existirem, reflectem-se nos preços marginais de potência activa e/ou reactiva e portanto nas remunerações dos diversos agentes;
 - o acoplamento entre potências activa e reactiva permitindo conferir maior realismo às formulações. Assim, os limites dos ramos da rede são modelizados pela capacidade de potência aparente, a integração das equações de potência reactiva injectada em cada nó do sistema conjuntamente com as referentes à potência activa e, finalmente, o diagrama de capacidade dos geradores. Este diagrama desempenha um papel importante uma vez que estes são equipamentos essenciais no suporte de potência reactiva e controlo de tensão;
 - finalmente, a obtenção de preços marginais nodais de potência activa e reactiva poderá contribuir para a construção de sistemas tarifários mais apropriados e tecnicamente mais sólidos, nomeadamente no que se refere à potência reactiva em que se verifica alguma falta de justificação técnica para os valores por vezes utilizados.

10 Conclusões e Perspectivas de Desenvolvimento

Nesta Tese foram apresentados onze modelos de despacho integrado de potência activa e reactiva baseados em ofertas de ajuste submetidas pelos diversos agentes qualificados, tais como produtores, distribuidores, comercializadores e consumidores, que serão utilizadas pelo OS se o despacho económico determinado pelo OM, conjuntamente com o programa de injeções físicas dos CB, violarem qualquer restrição de segurança ou de operação do sistema.

Neste âmbito, reconhece-se que a separação das actividades do OM e do OS bem como a utilização de procedimentos desacoplados de alocação de potência activa e reactiva, como é típico na generalidade das implementações de mercado, podem originar ineficiências ou causar reduções de receitas dos geradores atendendo ao diagrama de capacidade destas máquinas. Esta redução origina custos de oportunidade pelos quais os agentes produtores deverão ser compensados. Os modelos apresentados ultrapassam estas dificuldades no sentido em que integram explicitamente diversos aspectos de índole técnica inerentes ao funcionamento real dos sistemas eléctricos, bem como conceitos de âmbito competitivo essenciais ao ambiente de mercado, nomeadamente:

- o diagrama PQ de capacidade de cada um dos geradores. Deste modo, a alocação das produções finais de potência activa e reactiva a cada um dos geradores corresponderá sempre a um ponto de funcionamento viável da respectiva máquina, sendo determinante em situações em que o sistema se encontra a operar com elevados níveis de consumo ou, então, em situações de contingência;
- as equações de potência activa/reactiva injectada relativas ao modelo AC do trânsito de potências. Nestas condições, os impactos nodais causados pela produção/consumo de potência activa/reactiva são completamente aferidos pelos modelos tendo, ainda, em linha de conta o acoplamento entre a potência activa e a potência reactiva;
- as restrições associadas aos limites térmicos dos ramos são modelizadas em termos de potência aparente e é utilizada a expressão AC de perdas activas do modelo de trânsito de potências. Assim, são considerados os efeitos dos trânsitos de potência reactiva nos ramos do sistema de transmissão, permitindo a avaliação da sua influência na capacidade de transmissão dos respectivos ramos, o que se

revela fundamental para avaliar de forma mais completa as situações de congestionamento;

- ofertas de ajuste compostas por um par de valores relativos ao preço-quantidade de ajuste admitido submetido por cada um dos agentes intervenientes. Este aspecto configura um mecanismo de mercado na medida em que cada um dos agentes deve apresentar a sua proposta de ajuste. No caso dos consumidores, estas ofertas correspondem, do ponto de vista conceptual, aos contratos de interruptibilidade existentes em diversos países, permitindo-lhes assumir um papel mais directo e activo na determinação do despacho global do sistema.

Os modelos propostos nesta Tese permitem determinar o despacho final de potência activa incluindo a alocação da potência activa de perdas que cada agente deve produzir para compensar as perdas do sistema, bem como o despacho da potência reactiva. Com estes modelos pretende-se minimizar o custo total associado à potência activa de perdas bem como aos ajustes de produção/consumo, se estes forem necessários. A utilização das ofertas de ajuste não se relaciona apenas com os custos de oportunidade e com a compensação das perdas activas, mas também com a possibilidade de resolver situações de congestionamento em que é necessário proceder a alterações ao despacho económico determinado pelo OM. Assim, os estudos de validação técnica realizados pelo OS baseados em modelos deste tipo garantem que esta actividade seja executada de uma forma mais eficiente e, simultaneamente, com maior transparência.

Os componentes discretos de controlo de tensão (bancos de condensadores/indutâncias e transformadores com regulação de tensão) considerados em alguns dos modelos, bem como outros equipamentos que não foram incluídos, apresentam um papel importante na contribuição para o suporte de potência reactiva e para o controlo de tensão do sistema, bem como no valor da potência activa de perdas.

Também é importante assinalar que em diversos modelos as restrições relativas aos limites do módulo das tensões e da potência aparente dos ramos são modeladas utilizando conceitos da Teoria dos Conjuntos Difusos de modo a traduzir a sua natureza imprecisa. Nestas condições, as respectivas formulações do problema de despacho integrado baseiam-se em programação linear difusa simétrica, admitindo tolerâncias para os limites das restrições referidas e um nível de aspiração para a restrição adicional relativa à função objectivo da correspondente formulação determinística. Deste modo, estes modelos

tornam-se ainda mais realistas e permitem uma maior flexibilidade na obtenção do ponto de operação dos sistemas de energia eléctrica.

Destaca-se ainda que todos estes modelos propostos permitem obter de uma forma fácil e rápida os preços marginais nodais de potência activa e reactiva reflectindo o impacto de alterações nodais dos ajustes de potência activa bem como no custo da potência activa de perdas existente no sistema. Estes preços poderão representar um contributo importante para a elaboração de sistemas tarifários mais consistentes.

Estes modelos foram aplicados a diversas redes teste das quais se apresentam nesta Tese os resultados obtidos para as redes de teste de 24 e de 118 nós do IEEE considerando duas situações de estudo diferentes. Na primeira situação, referida como Caso Base, não é necessário efectuar ajustes dado não existirem violações de restrições técnicas. Na segunda, referida como Caso Cong, são efectuados ajustes a diversos agentes de modo a ultrapassar situações de congestionamento. Deste modo, os resultados obtidos permitem concluir que os despachos finais de potência activa e reactiva garantem a exploração do sistema em ambas as situações analisadas em boas condições de fiabilidade, segurança e qualidade.

Finalmente, os aspectos referidos contribuem para aumentar o realismo dos modelos apresentados, sendo este um elemento essencial para serem utilizados nos sistemas de energia eléctrica existentes. O reacoplamento da potência activa e reactiva pode ser muito útil ao OS, na medida em que permite tratar adequadamente os aspectos técnicos e, ao mesmo tempo, preservar processos competitivos relacionados com o fornecimento de diversos serviços auxiliares.

Ao longo do trabalho realizado foi possível identificar um conjunto de aspectos que não foram considerados nas formulações apresentadas nesta Tese constituindo, desde logo, elementos a incluir em desenvolvimentos futuros. Assim, são apresentados os seguintes aspectos:

- extensão dos modelos de mercado para o dia completo utilizando ofertas complexas. Neste âmbito, considera-se necessário conferir um tratamento mais adequado aos mínimos técnicos de geradores, incluir as rampas de aumento e diminuição de produção associadas aos diversos regimes de funcionamento dos geradores e considerar valores mínimos de remuneração pretendida pelos agentes produtores;

- extensão destes modelos à contratação de reservas secundária e terciária, de modo a integrar diversas actividades que têm sido desenvolvidas de forma excessivamente desacoplada;
- considerando os geradores não despachados inicialmente pelo OM, seria conveniente considerar mais um elemento com carácter competitivo composto por um par de valores relativo ao preço-potência activa mínima por eles pretendidos. Com o objectivo de inviabilizar situações em que estes geradores não produzem potência activa e, no entanto, são despachados com produção de potência reactiva, estes produtores poderiam admitir fornecer suporte de potência reactiva e controlo de tensão desde que fossem despachados com um valor mínimo de potência activa que lhes permitisse fazer face aos custos de funcionamento. Deste modo, poderia ser desnecessário recorrer à remuneração de capacidade, prevista na regulamentação de diversos países;
- decomposição dos preços marginais nodais de potência activa/reactiva em diversas componentes associadas aos termos da função objectivo relativos às perdas e aos ajustes, no sentido de tornar ainda mais transparente a elaboração de sistemas tarifários. Nestas condições, seria possível definir tarifas para cada uma dessas componentes contribuindo-se para melhor evidenciar o impacto que cada agente apresentaria em cada um desses valores. Esta decomposição poderia ser realizada, por exemplo, através da implementação de um modelo de programação difusa simétrica em que a expressão da função objectivo original seria convertida em tantas restrições difusas quantos os termos que originalmente a compõem;
- incluir nos modelos melhoramentos que evitem a ocorrência de situações em que dois, ou mais, geradores ligados ao mesmo nó do sistema forneçam suporte de potência reactiva com sinais contrários. Uma forma de ultrapassar esta situação consistiria em incorporar nos modelos, por exemplo, o custo associado à potência activa de perdas resultante da produção/absorção de potência reactiva;
- finalmente, e de modo a obter um termo de comparabilidade com os algoritmos de resolução desenvolvidos e implementados, nomeadamente os utilizados nos modelos de programação inteira mista, os modelos desenvolvidos poderão ser resolvidos utilizando outros métodos de resolução tais como os disponibilizados na plataforma

GAMS que inclui uma significativa diversidade de métodos numéricos para a resolução de problemas de optimização de diversos tipos.

Referências e Bibliografia

- Abril, I. P., Quintero, J. A. G. (2003), “VAR Compensation by Sequential Quadratic Programming”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 1, February, 2003.
- Adkins, B., Harley, R. G. (1975), “The General Theory of Alternating Current Machines: Application to Practical Problems”, Chapman and Hall, London, pgs. 42 – 57, 1975.
- Affonso, C. M., da Silva, L. C. P., Lima, F. G. M., Soares, S. (2004), “MW and MVar Management on Supply and Demand Side for Meeting Voltage Stability Margin Criteria”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 3, August, 2004.
- Aganagic, M., Abdul-Rahman, K. H., Waight, J. G. (1998), “Spot Pricing of Capacities for Generation and Transmission of Reserve in an Extended Poolco Model”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, August, 1998.
- Ahmed, S., Strbac, G. (2000), “A Method for Simulation and Analysis of Reactive Power Market”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 3, August, 2000.
- Alvarado, F. L., Granville, S., Pereira, M. V. F., Vieira, X., Marzano, G., Soto, J., Melo, A. C. G., Gorenstin, B. J., Mello, J. C., Adapa, R., Mansour, Y., Messing, L., Barry, M., Bertoldi, O., Doorman, G., Yves, J., Pruvot, P., Bob Stewart (2000), “Methods and Tools for Costing Ancillary Services”, CIGRE Task Force, December, 2000.
- Alvarado, F., Borissov, B., Kirsch, L. D. (2003), “Reactive Power as an Identifiable Ancillary Service”, by Laurits R. Christensen Associates, Inc., prepared for Transmission Administrator of Alberta, Lda., 18th March, 2003.
- Andersson, G. (2004), “Modelling and Analysis of Electric Power Systems”, Power Flow Analysis, Fault Analysis, Power Systems Dynamics and Stability, Lecture 227-0526-00, ITET ETH Zürich, March, 2004.
- Aoki, K., Nishikori, A., Yokoyama, R. (1987), “Constrained Load Flow Using Recursive Quadratic Programming”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 2, No. 1, February, 1987.
- Arfux, G. A. B., Teive, R. C. G., Silveira, F. S. V. (2004), “Metodologia para Avaliação de Riscos de Carteiras de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica”, *IX SEPOPE – IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – SP-098*, Brasil, 23 – 27 de Maio, 2004.
- Arroyo, J. M., Conejo, A. J. (2002a), “Optimal Response of a Power Generator to Energy, AGC, and Reserve Pool-Based Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 2, May, 2002.
- Arroyo, J. M., Conejo, A. J. (2002b), “Multiperiod Auction for a Pool-Based Electricity Market”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 4, November, 2002.
- Attaviriyanupap, P., Yokoyama, A. (2006), “Price Volatility and Service Interruption Risk-Hedging by Transmission Contract”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 1, February, 2006.

- Bai, J., Gooi, H. B., Xia, L. M., Strbac, G., Venkatesh, B. (2006), “A Probabilistic Reserve Market Incorporating Interruptible Load”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 3, August, 2006.
- Bao, L., Huang, Z., Xu, W. (2003), “Online Voltage Stability Monitoring Using Var Reserves”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 4, November, 2003.
- Bellman, R., Zadeh, L. A. (1970), “Decision-Making in a Fuzzy Environment”, *Management Science* 17, B-141 – 164, 1970.
- Bhattacharya, K., Zhong, J. (2001), “Reactive Power as an Ancillary Service”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 2, May, 2001.
- Bialek, J. (1998), “Allocation of Transmission Supplementary Charge to Real and Reactive Loads”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, August, 1998.
- Billinton, R., Fotuhi-Firuzabad, M. (2000), “Effects of Selected Operating Considerations in Response Health Analysis of Generating Systems”, *RIMAPS'2000, 1st EuroConference on Risk Management in Power System Planning and Operation in a Market Environment*, Funchal, Madeira, Portugal, September, 2000.
- Bonanno, M., Tina, G. (2004), “A Competitive Reactive Power Service Market in a Hierarchical Voltage Control System”, *IEEE MELECON*, Dubrovnik, Croatia, May, 2004.
- Braga, A. S., Saraiva, J. T. (2002), “From Short to Long Term Marginal Prices – Advantages and Drawbacks”, *Proceedings of MedPower 2002 – 3rd Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion*, Athens, Greece, November, 2002.
- Bridenbaugh, C. J., DiMascio D. A., D'Aquila, R. (1994), “Voltage Control Improvement through Capacitor and Transformer Tap Optimization”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 1, February, 1994.
- CAISO (2000a), “FERC Electric Tariff”, California Independent System Operator, First Replacement, Vol. 1, October, 2000, www.caiso.com.
- CAISO (2000b), “FERC Electric Tariff”, California Independent System Operator, First Replacement, Vol. 2, October, 2000, www.caiso.com.
- CAISO (2006c), “Why Does California Need a New Market Design?”, California Independent System Operator, Your Link to Power, December, 2006, www.caiso.com.
- Cameron, L., Cramton, P. (1999), “The Role of the ISO in U.S. Electricity Markets: A Review of Restructuring in California and PJM”, *Electricity Journal*, pgs. 71 – 81, April, 1999.
- Canazza, V., Gelmini, A., Marracci, M., Poli, D. (2004), “Simple or Complex Bids in the Day-Ahead Electricity Market”, *Proceedings of MedPower 2004 – 4th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion*, Chipre, November, 2004.

- Caramanis, M. C., Bohn, R. E., Schweppe, F. C. (1982), “Optimal Spot Pricing: Practice and Theory”, *IEEE Transactions on Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 9, September, 1982.
- Carvalho, C. C. (1983), “Máquinas Síncronas”, Prof. Doutor Carlos de Castro Carvalho, Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia, Sebenta de Máquinas Eléctricas II, ano lectivo 1983/1984, FEUP, 1993.
- Carvalho, F. S., Vinhal, C. D. N., Lima, W. S. (2004), “Reinforcement Learning Multi-Agent Model for Wholesale Electricity Market Analysis”, *IX SEPOPE – IX Simpósio de Especialistas em Planeamento da Operação e Expansão Eléctrica* – SP-106, Brasil, 23 – 27 de Maio, 2004.
- Certo, J. G. (2000), “Cálculo de Estimativas do Valor Esperado de Custos Marginais Nodais Utilizando o Método de Simulação de Monte Carlo”, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Porto, 2000.
- CERTS – Consortium for Electric Reliability Technology Solutions – (2003), “Load as a Reliability Resource in Restructured Electricity Markets” Consultant Report, California Energy Commission, October, 2003.
- Chattopadhyay, D., Bhattacharya, K., Parikh, J. (1995), “Optimal Reactive Power Planning and its Spot-Pricing: An Integrated Approach”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 4, November, 1995.
- Chen, Y. –L., Liu, C. –C. (1995), “Optimal Multi-Objective VAR Planning Using an Interactive Satisfying Method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, May, 1995.
- Chen, Y. –L. (1996), “Weak Bus-Oriented Optimal Multi-Objective VAR Planning”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 4, November, 1996.
- Chen, Y. –L. (2000), “An Interactive Fuzzy-Norm Satisfying Method for Multi-Objective Reactive Power Sources Planning”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 3, August, 2000.
- Chen, L., Suzuki, H., Wachi, T., Shimura, Y. (2002), “Components of Nodal Prices for Electric Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 1, February, 2002.
- Chicco, G., Gross, G., Tao, S. (2002), “Allocation of the Reactive Power Support Requirements in Multitransaction Network (Republished)”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 4, November, 2002.
- Choi, J. Y., Rim, S. –H., Park, J. –K. (1998), “Optimal Real Time Pricing of Real and Reactive Powers”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, November, 1998.
- Chowdhury, B. H., Rahman, S. (1990), “A Review of Recent Advances in Economic Dispatch”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 4, November, 1990.

- Chown, G. A., Coetzee, M. G. (2000), “Implementation of Regulation as an Ancillary Serviced in Eskom and the Use of Eskom Internal Web for This Service”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 3, August, 2000.
- Christie, R. D., Bose, A. (1996), “Load Frequency Control Issues in Power System Operations After Deregulation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 3, August, 1996.
- Chu, W. -C., Chen, B. -K., Liao, C. -H. (2004), “Allocating the Costs of Reactive Power Purchased in an Ancillary Service Market by Modified Y-Bus Matrix Method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 1, February, 2004.
- CNE, ERSE (2002), “Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade”, Comisión Nacional de Energía – CNE, Entidade Reguladora do Sector Eléctrico – ERSE, Março, 2002.
- Coleman, T., Branch, M.A., Grace, A. (1999), “Optimization Toolbox for Use with MATLAB”, The MathWorks Inc., User’s Guide, version 2, 1999.
- Conejo, A. J., Galiana, F. D., Kochar, I. (2001), “Z-Bus Loss Allocation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 1, February, 2001.
- Costa, W. U. (2002), “Modelagem de Efeitos Intertemporais no Fluxo de Potência Ótimo: Abordagem do Gerenciamento Pelo Lado da Demanda”, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Maio, 2002.
- Dai, Y., Ni, Y. X., Wen, F. S., Han, Z. X. (2000), “Analysis of Reactive Power Pricing Under Deregulation”, *IEEE Power Engineering Society*, Summer Meeting, 2000.
- Dandachi, N. H., Rawlins, M. J., Alsaç, O., Prais, M., Stott, B. (1996), “OPF for Reactive Pricing Studies on the NGC System”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, February, 1996.
- da Silva, E. L., Hedgecock, J. J., Mello, J. C. O., Luz, J. C. F. (2001), “Practical Cost-Based Approach for the Voltage Ancillary Service”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 4, November, 2001.
- Decreto-Lei nº 185/2003 de 20 de Agosto de 2003, Estabelece as regras gerais que permitem a criação de um mercado livre e concorrencial de energia eléctrica, DR 191 – SÉRIE I-A, Ministério da Economia, Portugal, Agosto, 2003.
- Decreto-Lei nº 240/2004 de 27 de Dezembro relativo aos custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, Ministério das Actividades Económicas e do Trabalho, Dezembro de 2004.
- Decreto-Lei nº 29/2006 de 15 de Fevereiro de 2006, Estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema eléctrico nacional, bem como ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade, transpondo para a ordem jurídica interna os princípios da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade, e revoga a Directiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho,

de 19 de Dezembro, DR 33 – Série I-A, Ministério da Economia e da Inovação, Portugal, Fevereiro, 2006.

- de Souza, A. C. Z., Alvarado, F., Glavic, M. (2001), “The Effect of Loading on Reactive Market Power”, *Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences*, Maui, Hawaii, January, 2001.
- Dingley, C. E. (2002), “A Preliminary Investigation into the Cost of Reactive Power and Methods of Charging for it”, University of Cape Town, South Africa, December, 2002,
- Directiva 96/92/CE sobre o mercado interno da electricidade do Parlamento e do Conselho Europeu, 19 de Dezembro, 1996.
- Directiva 2003/54/CE sobre as normas comuns para o mercado interno de electricidade e revoga a Directiva 96/92/CE, do Parlamento e do Conselho Europeu, 26 de Junho, 2003.
- Doña, V. M., Paredes, A. N. (2001), “Reactive Power Pricing in Competitive Electric Markets Using the Transmission Losses Function”, *2001 IEEE Porto Power Tech Conference*, Porto, Portugal, 10th – 13th September, 2001.
- Dorigo, M., Di Caro, G., Gambardella, L. M. (1999), “Ant Algorithms for Discrete Optimization”, *Artificial Life*, MIT Press, 1999.
- Elangovan, S. (1983), “New Approach for Real Power Loss Minimisation”, *IEE Proceedings*, Vol. 130, Pt. C, No. 6, November, 1983.
- El-Araby, E. E., Yorino, N., Zoka, Y. (2005), “Optimal Procurement of VAR Ancillary Service in the Electricity Market Considering Voltage Security”, *ISCAS’2005, International Symposium on Circuits and Systems*, Kobe, Japan, May, 2005.
- El-Keib, A. A., Ma, X. (1997), “Calculating Short-Run Marginal Costs of Active and Reactive Power Production”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, May, 1997.
- ERCOT (2003), “Ancillary Services”, Protocols – Section 6, Electric Reliability Council of Texas, January, 2003, www.ercot.com.
- ERSE (2005), Desenvolvimento do Sistema Eléctrico Não Vinculado 2004, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Portugal, Março, 2005.
- Eurelectric (2005), “Integrating Electricity Markets through Wholesale Markets: EURELECTRIC Road Map to a Pan-European Market”, Task Force “Market Development”, Ref : 2005-308-0010, June, 2005.
- Exposito, A. G., Santos, J. M. R., Garcia, T. G., Velasco, E. A. R. (2000), “Fair Allocation of Transmission Power Losses”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, February, 2000.
- Farmer, E. D., Cory, B. J., Perera, B. L. P. P. (1995), “Optimal Pricing of Transmission and Distribution Services in Electricity Supply”, *IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 142, No. 1, January, 1995.

- FERC (2003), “Standardization of Generator Interconnection and Procedures”, Order No. 2003, FERC Stats. & Regs., Regulations Preambles, Federal Energy Regulatory Commission, August, 2003.
- FERC (2005), “Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption”, Federal Energy Regulatory Commission, Staff Report, Docket No. AD05-1-000, February, 2005.
- FERC (2006a), “Market-Based Rates for Wholesale Sales of Electric Energy, Capacity and Ancillary Services by Public Utilities”, Federal Energy Regulatory Commission, United States of America, 19th May, 2006.
- FERC (2006b), “Californian Independent System Operator Market Redesign and Technology Upgrade (MRTU)”, Federal Energy Regulatory Commission, United States of America, Washington D. C. 20426, Fact Sheet, 21st September, 2006.
- Ferreira, J. R. R. P. (1999), “Avaliação da Estabilidade de Tensão com Cenários de Injecção Imprecisos e Identificação de Procedimentos de Controlo”, Dissertação de Doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Porto, 1999.
- Filho, X. V., Gorenstin, B. G., Regino, L. R. M., Medeiros, J. A., Mello, J. C. O., Melo, A. C. G., Marzano, L. G. B., Pereira, M. V. F. (2000), “Ancillary Services Trading and Cost Allocation among Consumers (Application of Game Theory)”, *VII SEPOPE, Simpósio de Especialistas em Planeamento da Operação e Expansão Eléctrica*, Curitiba, Paraná, Brasil, Maio, 2000.
- Flatabø, N., Doorman, G., Grande, O. S., Randen, H., Wangensteen, I. (2003), “Experience with the Nord Pool Design and Implementation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, May, 2003.
- Flynn, M., Sheridan, W. P., Dillon, J. D., O’Malley, M. J. (2001), “Reliability and Reserve in Competitive Electricity Market Scheduling”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 1, February, 2001.
- Fonseca, N. M., Lopes, J. A. P., Saraiva, J. P. T., Matos, M. A. (2003), “ERSE Plan – Metodologias de Planeamento da Rede de Transporte de Energia Eléctrica”, Relatório Correspondente à Tarefa AI elaborado para a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, INESC Porto, 18 de Junho, 2003.
- Frank, R.H., Bernanke, B.S. (2004), “Principles of Economics”, McGraw-Hill Irwin, 2nd Edition, 2004.
- Frías, P., Soler, D., Gómez, T. (2005), “Valuation of Reactive Power Zonal Capacity Payments”, *Proceedings of PSCC’2005, 15th Power Systems Computation Conference*, Liege, Belgium, August, 2005.
- Gil, J. B., San Roman, T. G., Rios, J. J. A., Martin, P. S. (2000), “Reactive Power Pricing: A Conceptual Framework for Remuneration and Charging Procedures”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, May, 2000.

- Gonzalez, J. J., Basagoiti, P. (1999), “Spanish Power Exchange Market and Information System Design Concepts, and Operating Experience”, *Proceedings of IEEE PICA’99, Power Industry Computer Applications*, Santa Clara, California, USA, May, 1999.
- Grainger, J. J., Stevenson, W. D. Jr. (1994), “Power System Analysis”, McGraw-Hill International Editions, Electrical Engineering Series, ISBN 0-07-113338-0, 1994.
- Granville, S. (1994), “Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, February, 1994.
- Granville, S., Alves, F. R. M. (1994), “Active-Reactive Coupling in Optimal Reactive Dispatch: A Solution Via Karush-Kuhn-Tucker Optimality Conditions”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 4, November, 1994.
- Grijalva, S., Sauer, P. W. (1999), “Reactive Power Considerations in Linear ATC Computation”, *Proceedings of the 32nd Hawaii International Conference on System Sciences*, Maui, Hawaii, USA, January, 1999.
- Grijalva, S., Sauer, P. W., Weber, J. D. (2003), “Enhancement of Linear ATC Calculations by the Incorporation of Reactive Power Flows”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, May, 2003.
- Gross, G., Tao, S., Chicco, G. (2002), “Unbundled Reactive Support Service: Key Characteristics and Dominant Cost Component”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 2, May, 2002.
- GSCASWG (2000a), “Voltage Support Services”, Appendix 7, Grid Security Police, Grid Security Committee Ancillary Service Working Group, April, 2000, www.gsp.co.nz.
- GSCASWG (2000b), “Grid Security Policy”, Seed Paper, Grid Security Committee Ancillary Service Working Group, New Zealand, April, 2000, www.gsp.co.nz.
- Hao, S. (2003), “A Reactive Power Management Proposal for Transmission Operators”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 4, November, 2003.
- Hao, S., Papalexopoulos, A. (1997), “Reactive Power Pricing and Management”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, February, 1997.
- Hatziargyriou, N. D., Karakatsanis, T. S. (2000), “Probabilistic Constrained Load Flow for Optimizing Generator Reactive Power Resources”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, May, 2000.
- He, R., Taylor, G. A., Song, Y. H (2005), “Multi-objective Optimization of Reactive Power Flow Using Demand Profile Classification”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Vol. 1, June, 2005.
- Hillier, F.S., Lieberman, G.J. (2005), “Introduction to Operations Research”, McGraw-Hill International Edition, 8th Edition, 2005.
- Hirst, E., Kirby, B. (1998), “Unbundling Generation and Transmission Services for Competitive Electricity Markets: Examining Ancillary Services”, Oak Ridge National Laboratory for the National Regulatory Research Institute, Oak Ridge, Tennessee, January, 1998.

- Hsiao, Y. –T., Chiang, H. –D., Liu, C. –C., Chen, Y. –L. (1994), “A Computer Package for Optimal Multi-objective VAR Planning in Large Scale Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, May, 1994.
- Huang, G. M., Zhang, H. (2000), “Pricing of Generators’ Reactive Power Delivery and Voltage Control in the Unbundled Environment”, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 4, 16th – 20th July, 2000.
- IESO (2006), “Market Manual 9: Day-Ahead Commitment Process Operations and Settlement”, Independent Electric System Operator, Power to Ontario, on Demand, Issue 3.0, 6th December, 2006.
- Ilić, M. D., Yu, C. –N. (1999), “A Possible Framework for Market-Based Voltage/Reactive Power Control”, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol. 2, 1999.
- Jung, S. –W., Song, S. –H., Yoon, Y. T., Moon, S. –I. (2005), “Assessment of Reactive Power Pricing by Controlling Generators’ Voltage under Deregulation”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Vol. 3, June, 2005.
- Kahn, E. (1991), “Electric Utility Planning and Regulation”, Published by the American Council for an Energy-Efficient Economy, Carl Blumstein Editor, Second Edition, Washington DC, 1991.
- Kataoka, Y., Shinoda, Y. (2005), “Voltage Stability Limit of Electric Power Systems with Generator Reactive Power Constraints Considered”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 2, May, 2005.
- Kim, S. S., Jeong, H. S., Kang, Y. C., Park, J. K., Hong, J. H., Choi, J. Y. (1996), “Spinning Reserve Pricing Based on a Contract”, *Proceedings of PSCC’1996, 12th Power Systems Computation Conference*, Dresden, 19th – 23rd August, 1996.
- Kirby, B., Hirst, E. (1997), “Ancillary Service Details: Voltage Control”, ORNL/CON-453, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, December, 1997.
- Kueck, J. D., Kirby, B. J., Tolbert, L. M., Rizy, D. T. (2004), “Voltage Regulation with Distributed Energy Resources (DER)”, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, draft, November, 2004.
- Kumar, J., Sheblé, G. (1996), “Framework for Energy Brokerage System with Reserve Margin and Transmission Losses”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 4, November, 1996.
- Kumar, A., Srivastava, S. C., Singh, S. N. (2004), “A Zonal Congestion Management Approach Using Real and Reactive Power Rescheduling”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 1, February, 2004.
- Lamont, J. W., Fu, J. (1999), “Cost Analysis of Reactive Power Support”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, August, 1999.
- Lee, D. –W. (2004), “Intermediary Report on Comparative Analysis of Electricity Reform in OECD Pacific Countries”, Energy Diversification Division of IEA, 2004.

- Ley 54/1997 de 27 de Noviembre, “Ley del Sector Eléctrico”, Publicada en el Boletín Oficial del Estado nº 285, 28 de Noviembre de 1997, www.cne.es/cne/doc/legislacion.
- Li, Y. Z., David, A. K. (1994), “Wheeling Rates of Reactive Power Flow Under Marginal Cost Pricing”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, August, 1994.
- Lipowski, J. S., Charalambous, C. (1981), “Solution of Optimal Load Flow Problem by Modified Recursive Quadratic-Programming Method”, *IEE Proceedings*, Vol. 128, Pt. C, No. 5, September, 1981.
- Liu, W. H. E., Guan, X. (1996), “Fuzzy Constraint Enforcement and Control Action Curtailment in an Optimal Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 2, May, 1996.
- Liu, J. D., Lie, T. T., Lo, K. L. (2006), “An Empirical Method of Dynamic Oligopoly Behavior Analysis in Electricity Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 2, May, 2006.
- Lively, M. B. (2004), “Wide Open Load Following: Mark Lively’s Approach to Pricing Reactive Power”, CEIC Luncheon Seminar Carnegie Mellon University, Electric Industry Centre, December, 2004, www.livelyutility.com.
- Lively, M. B. (2006), “Reliability Based LMP for Unscheduled Flows of Electricity”, Utility Economic Engineer, formatted by FERC, February, 2006, www.livelyutility.com.
- Lo, K. L., Zhu, S. P. (1991), “A Decoupled Quadratic Programming Approach for Optimal Power Dispatch”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 22, No. 1, pgs. 47 – 60, September, 1991.
- Ma, H., Shahidehpour, S. M. (1999), “Unit Commitment with Transmission Security and Voltage Constraints”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 2, May, 1999.
- Ma, X., Sun, D. I., Cheung, K. W. (2003), “Evolution Toward Standardized Market Design”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, May, 2003.
- MathWorks (2006), “Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox: For Use with MATLAB”, *User’s Guide*, The MathWorks, Inc., March, 2006, www.mathworks.com.
- Martínez, H. N. A. (2003), “Estructuración y Cálculo de Precios para el Servicio de Control de Tensión e Potencia Reactiva”, Tesis Doctoral, Universidad Nacional de San Juan, Facultad de Ingenieria, Instituto de Energia Eléctrica, San Juan, Argentina, Diciembre, 2003.
- Mensah-Bonsu, C. (2006), “Third Generation California Electricity Market Design”, IEEE Power Engineering Society, San Francisco Chapter Meeting, San Francisco, California, USA, November, 2006, www.caiso.com.
- Miguélez, E. L., Rodríguez, L. R., Román, T. G. S., Cerezo, F. M. E., Fernández, M. I. N., Lafarga, R. C., Camino, G. L. (2004), “A Practical Approach to Solve Power System Constraints With Application to the Spanish Electricity Market”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 4, November, 2004.

- Milano, F., Cañizares, C. A., Invernizzi, M. (2003), “Multiobjective Optimization for Pricing System Security in Electricity Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, May, 2003.
- Miranda, V., Fonseca, N. (2002a), “EPSO? Best-Of-Two-Worlds Meta-Heuristic Applied To Power System Problems”, *Proceedings of WCCI'2002 – CEC – World Congress on Computational Intelligence – Conference on Evolutionary Computing*, Honolulu, Hawaii, USA, May, 2002.
- Miranda, V., Fonseca, N. (2002b), “New Evolutionary Particle Swarm Algorithm (EPSO) Applied to Voltage/Var Control”, *Proceedings of PSCC'02 – 14th Power Systems Computation Conference*, Sevilla, Spain, June, 2002.
- Miranda, V., Fonseca, N. (2002c), “EPSO – Evolutionary Particle Swarm Optimization, a New Algorithm with Applications in Power Systems”, *Proceedings of IEEE T&D AsiaPacific 2002, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific*, Vol. 2, pgs. 745 – 750, Yokohama, Japan, October, 2002.
- Momoh, J. A., Koessler, R. J., Bond, M. S., Stott, B., Sun, D., Papalexopoulos, A., Ristanovic, P. (1997), “Challenges to Optimal Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, February, 1997.
- Moreno, H., Gutierrez, G., Plumel, S., Bastard, P., Sheblé, G. B. (2005), “A New Approach to Assess the Value of Reactive Power Production”, *Proceedings of PSCC'2005, 15th Power Systems Computation Conference*, Liege, Belgium, 22nd – 26th August, 2005.
- Motto, A. L., Galiana, F. D., Conejo, A. J., Arroyo, J. M. (2002), “Network-Constrained Multiperiod Auction for a Pool-Based Electricity Market”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 3, August, 2002.
- National Energy Board of Canada (2005), “Outlook for Energy Markets 2005 – 2006”, an Energy Market Assessment, Canada, June, 2005.
- NGC (2002), “Procurement Guidelines Report”, National Grid Company, May, 2002.
- NGC (2006), “Reactive Power Market: Eighteenth Tender Round for Obligatory and Enhanced Reactive Power Services”, Reactive Power Report, for Reactive Market Agreements Effective 1 October 2006, National Grid, 10th November, 2006.
- Nobile, E., Bose, A. (2004), “An Area-Wise Voltage Control Scheme Suitable for Setting up a Var Ancillary Market”, *International Conference on Power System Technology, POWERCON 2004*, Singapore, 21st – 24th November, 2004.
- NYISO (1999), “Ancillary Services Manual”, New York System Operator, July, 1999, www.nyiso.com.
- NYISO (2003), “FERC Electric Tariff”, New York System Operator, Original Volume, No. 2, January, 2003, www.nyiso.com.
- NZIER (2005a), “Market Design Report: Initial Stock-take Paper”, NZIER authoritative analysis, Report to the Electricity Commission, August, 2005, www.nzier.org.nz.

- NZIER (2005b), “Market Design Report: International Practice Review Paper”, NZIER authoritative analysis, Report to the Electricity Commission, August, 2005, www.nzier.org.nz.
- NZIER (2005c), “Market Design Report: The Way Forward?”, NZIER authoritative analysis, Report to the Electricity Commission, August, 2005, www.nzier.org.nz.
- Odériz, F. J. R. (1999), “Metodología de Asignación de Costes de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia”, Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Enero, 1999.
- OFGEM (2000), “Current Procurement of Ancillary Services”, Office of Gas and Electricity Markets UK, Appendix 2, April, 2000, www.ofgen.gov.uk.
- Ojeda, J. R., Prada, R. B., Marzano, L. G. B., Melo, A. C. G. (2004), “Uma Metodologia para Alocação de Custos de Suporte de Potência Reactiva como um Serviço Auxiliar”, *IX SEPOPE, IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica* – SP-060, Brasil, 23 – 27 de Maio, 2004.
- Ongsakul, W., Chayakulkheeree, K. (2006), “Coordinated Fuzzy Constrained Optimal Power Dispatch for Bilateral Contract, Balancing Electricity, and Ancillary Services Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 2, May, 2006.
- Ozdemir, A., Lim, J. Y., Singh, C. (2003), “Branch Outage simulation for MVAR Flows: Bounded Network Solution”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 4, November, 2003.
- Papadogiannis, K. A., Hatziaargyriou, N. D., Saraiva, J. T. (2004), “Bid-Based Coupled Active/Reactive Dispatch using Simulated Annealing”, *Engineering Intelligent Systems*, Vol. 12, No. 3, September, 2004.
- Parida, S. K., Singh, S. N., Srivastava, S.C. (2006), “Voltage Security Constrained Localized Reactive Power Market”, *IEEE Power India Conference*, April, 2006.
- Pedro Torres, M. C. (2004), “Metodologias de Resolução de Congestionamentos: Rede Ibérica de Transporte de Electricidade”, Tese de Mestrado, Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico, Julho, 2004.
- Pirlot, M. (1992), “General Local Search Heuristics in Combinatorial Optimization: A Tutorial”, *Belgian Journal of Operations Research, Statistics and Computer Science*, Vol. 32, No. 1 – 2, 1992.
- PJM Interconnection (2000), “Report to the Federal Energy Regulatory commission: Ancillary Services Markets”, Market Monitoring Unit, April, 2000, www.pjm.com.
- PJM Interconnection (2002), “Reactive Supply and Voltage Control from Generation Sources Service”, Schedule 2, FERC Electric Tariff, Vol. 1, December, 2002, www.pjm.com.
- PMAPS/RIMAPS Tutorial, “Reliability and Risk Assessment in the New Electric Power Utility Market Environment”, *PMAPS’2000 – 6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, RIMAPS’2000 – 1st EuroConference on Risk Management in Power Systems Planning and Operation in a Market Environment*, Funchal, Madeira, Portugal, September, 2000.

- Real Decreto 2019/1997, de 26 de Diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, Desarrollo Normativo de la Ley del Sector Eléctrico, Ministerio de Industria y Energía, España, Diciembre, 1997.
- Real Decreto 2351/2004, de 23 de Diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, España, Diciembre, 2004.
- Real Decreto 1454/2005, de 2 de Diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, España, Diciembre, 2005.
- Resolución de 30 de Julio de 1998, de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión del sistema eléctrico, Ministerio de Industria y Energía, España, Julio, 1998.
- Resolución de 24 de Junio de 2005, de la Secretaría General de Energía, por la que se modifican determinadas reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y se añaden nuevas reglas, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, España, Junio, 2005.
- Ribeiro, P. M., Marzano, L. G. B., Soto, J. R. O., Melo, A. C. G. (2004), “Methodology for Pricing the Generation Reserve and the Reactive Power Supply as Ancillary Services when Provided by Generators”, *IX SEPOPE – IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica* – SP-061, Brasil, 23 – 27 de Maio, 2004.
- Rothwell, G., Gómez, T. (2003), “Electricity Economics – Regulation and Deregulation”, IEEE Press Power Engineering Series, Wiley-Interscience, 2003.
- Sá, A. F. R. (2003), “Simulador dos Operadores de Mercado e de Sistema em Mercados de Electricidade Adoptando um Modelo AC”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Porto, Setembro, 2003.
- Saraiva, J. P. T., da Silva, J. L. P. P., Ponce de Leão, M. T. (2002), “Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUPedições, 1ª Edição, Porto, 2002.
- Saraiva, J. P. T., Sá, A. F. R., Aguiar, M. J. Q., Ponce de Leão, M. T. (2004), “Estudos sobre a Definição de Coeficientes de Adesão às Redes”, Estudo para a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – Relatório Final, INESC Porto, Abril, 2004.
- Sauer, P. W., Overbye, T. J., Gross, G., Alvarado, F., Oren, S., Momoh, J. (2001), “Reactive Power Support Services in Electricity Markets”, Costing and Pricing of Ancillary Services Project – Final Report, PSERC Publication 00-08, May, 2001.
- Say, M. G., (1948), “The Performance and Design of Alternating Current Machines: Transformers, Three-Phase Induction Motors and Synchronous Machines”, Isaac Pitman & Sons, Second Edition, London, pgs. 414 – 466, 1948.

- Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D., Bohn, R. E. (1988), “Spot Pricing of Electricity”, The Kluwer International Series in Engineering and Computer Science, Power Electronics & Power Systems, 1988.
- Serrano, B., Vargas, A. (2000), “Voltage Control and Reactive Power Dispatch in Deregulated Electricity Markets”, available in Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina, www.iee-unsj.org.
- Serrano, B., Vargas, A. (2001), “Active – Reactive Power Economic Dispatch of Very Short Term in Competitive Electric Markets”, *2001 IEEE Porto Power Tech Conference*, Porto, Portugal, 10th – 13th September, 2001.
- Sica, E. T., Camargo, C. C. B. (2004), “Regulation and Structure Flaws of the Electrical Energy Market: of the Use to the Valuation of Public Good”, *IX SEPOPE – IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica* – SP-096, Brasil, 23 – 27 de Maio, 2004.
- Silva, C., Wollemberg, B. F., Zheng, C. Z. (2001), “Application of Mechanism Design to Electric Power Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 1, February, 2001.
- Singh, H., Hao, S., Papalexopoulos, A., Obessis, M. (1996), “Cost Allocation in Electric Power Networks Using Cooperative Game Theory”, *Proceedings of PSCC’96, 12th Power System Computation Conference*, Dresden, August, 1996.
- Song, H., Lee, B., Kwon, S. –H., Ajjarapu, V. (2003), “Reactive Reserve-Based Contingency Constrained Optimal Power Flow (RCCOPF) for Enhancement of Voltage Stability Margins”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 4, November, 2003.
- Staniulis, R. (2001), “Reactive Power Valuation”, Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, Lund, 2001.
- Stoft, S. (2002), “Power Systems Economics, Designing Markets for Electricity”, IEEE/Wiley, ISBN 0-471-15040-1, February, 2002.
- Strbac, G., Ahmed, S., Kirschen, D., Allan, R. (1998), “A Method for Computing the Value of Corrective Security”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, pgs. 1096 – 1102, August, 1998.
- Sundhararajan, S., Boecker, A., Dondeti, J., Howard, R., Tamby, J., Grendel, S., Jayantilal, A. (2003), “Experience with ERCOT System’s IT Development and Operation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, May, 2003.
- Tao, S., Gross, G. (2000), “Transmission Loss Compensation in Multiple Transaction Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 3, August, 2000.
- Tavares, L. V., Correia, F. N. (1986), “Optimização Linear e Não Linear: Conceitos, Métodos e Algoritmos”, Fundação Calouste Gulbenkian, Lisboa, 1986.
- Jamasb, T., Pollitt, M. (2005), “Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress Toward Liberalization & Integration”, Centre for Energy and Environmental Policy Research, University of Cambridge, March, 2005.

- Ugedo, A., Lobato, E., Peco, J., Rouco, L. (2005), “Decision Trees Applied to the Management of Voltage Constraints in the Spanish Market”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 2, May, 2005.
- UNIPED (1997), “Principles of Transmission Pricing”, Economics and tariffs study committee, Group of Experts: Transmission Tariffs, 60.03.TARTRANS, May, 1997.
- Unsihuay, C., Saavedra, O. R. (2006), “Transmission Loss Unbundling and Allocation Under Pool Electricity Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 1, February, 2006.
- USA – Canada PSOTF (2004), “Final Report on the August 14, 2003, Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations”, USA – Canada Power System Outage Task Force, April, 2004.
- Vaahedi, E., Mansour, Y., Fuchs, C., Granville, S., Latore, M. L., Hamadanizadeh, H. (2001), “Dynamic Security Constrained Optimal Power Flow/VAr Planning”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 1, February, 2001.
- Vázquez, C., Rivier, M., Pérez-Arriaga, I. J. (2002), “A Market Approach to Long-Term Security of Supply”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 2, May, 2002.
- Venkatesh, B., Sadasivam, G., Khan, M. A. (2000), “A New Optimal Reactive Power Scheduling Method for Loss Minimization and Voltage Stability Margin Maximization Using Successive Multi-Objective Fuzzy LP Technique”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, May, 2000.
- Verbiè, G., Gubina, F. (2004), “Cost Based Models of Reserve-Power Pricing for Secondary and Tertiary Frequency Control in the Slovenian Power System”, *IX SEPOPE – IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – SP-102*, Brasil, 23 – 27 de Maio, 2004.
- Verma, K. S., Gupta, H. O. (2006), “Impact on Real and Reactive Power Pricing in Open Power Market Using Unified Power Flow Controller”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 1, February, 2006.
- Wagner, W. R., Keyhany, A., Hao, S., Wong, T. C. (1990), “A Rule-Based Approach to Decentralized Voltage Control”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 2, May, 1990.
- Wang, J., Redondo, N. E., Galiana, F. D. (2003), “Demand-Side Reserve Offers in Joint Energy/Reserve Electricity Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 4, November, 2003.
- Wenyuan, L. (1987), “A Successive Linear Programming Model for Real-Time Economic Power Dispatch with Security”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 13, No. 3, December, 1987.
- Wismer, D. A., Chattergy, R. (1979), “Introduction to Nonlinear Optimization: a Problem Solving Approach”, North Holland Series in System Science and Engineering, Andrew P. Sage Editor, Second Printing, New York, Oxford, 1979.

- Wu, T., Rothleder, M., Alaywan, Z., Papalexopoulos, A. A. (2004), “Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 1, February, 2004.
- Xu, W., Zhang, Y., da Silva, L. C. P., Kundur, P., Warrack, A. A. (2001), “Valuation of Dynamic Reactive Power Support Services for Transmission Access”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 4, November, 2001.
- Yehia, M., Ramadan, R., El-Tawil, Z., Tarhini, K. (1998), “An Integrated Technico-Economical Methodology for Solving Reactive Power Compensation Problem”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 12, February, 1998.
- Yoshida, H., Kawata, K., Fukuyama, Y., Takayama, S., Nakanishi, Y. (2000), “A Particle Swarm Optimization for Reactive Power and Voltage Control Considering Voltage Security Assessment”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 4, November, 2000.
- Yu, C. –N., Yoon, Y. T., Ilić, M. D., Catelli, A. (1999), “On-Line Voltage Regulation: The Case of New England”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 4, November, 1999.
- Zadeh, L. A. (1978), “Fuzzy Sets as a Basis for a Theory of Possibility”, *Fuzzy Sets and Systems*, No. 1, pgs. 3 – 28, 1978.
- Zammit, M. A. B., Hill, D. J., Kaye, R. J. (2000), “Design Ancillary Services Markets for Power System Security”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, May, 2000.
- Zhang, Y. –J., Ren, Z. (2005), “Optimal Reactive Power Considering Costs of Adjusting the Control Devices”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 3, August, 2005.
- Zhao, B., Jiang, Q., Guo, C., Cao, Y. (2005), “A Novel Particle Swarm Optimization Approach for Optimal Reactive Power Dispatch”, *Proceedings of PSCC’2005, 15th Power System Computation Conference*, Liege, Belgium, 22nd – 26th August, 2005.
- Zhong, J., Bhattacharya, K. (2002a), “Reactive Power Management in Deregulated Electricity Markets – A Review”, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol. 2, January, 2002.
- Zhong, J., Bhattacharya, K. (2002b), “Toward a Competitive Market for Reactive Power”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 4, November, 2002.
- Zhong, J. (2003), “On Some Aspects of Design of Electric Power Ancillary Service Markets”, Ph.D. Thesis, Chalmers University of Technology, Department of Electric Power Engineering, Göteborg, Sweden, 2003.
- Zhong, J., Nobile, E., Bose, A., Bhattacharya, K. (2004), “Localized Reactive Power Markets Using the Concept of Voltage Control Areas”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 3, August, 2004.
- Zhou, S., Grasso, T., Niu, G., Schubert, E. S. (2003), “Comparison of Market Designs Market Oversight Division Report”, Project 26376, Rulemaking Proceeding on

- Wholesale Market Design Issues in the Electric Reliability Council of Texas, Market Oversight Division, Public Utility Commission of Texas, January, 2003.
- Zimmermann, H. –J. (1991), “Fuzzy Sets, Decision Making, and Expert Systems”, Kluwer Academic Publishers, 2nd Printing, Boston, 1991.
 - Zimmermann, H. –J. (1992), “Fuzzy Set Theory and Its Applications”, Kluwer Academic Publishers, 2nd Revised Edition, 4th Printing, Boston, 1992.
 - Zohian, A., Ilić, M. D. (1997a), “Unbundling of Transmission and Ancillary Services. Part I: Technical Issues”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, May, 1997.
 - Zohian, A., Ilić, M. D. (1997b), “Unbundling of Transmission and Ancillary Services. Part II: Cost-Based Pricing Framework”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, May, 1997.

ANEXOS

Anexo A

ALGORITMOS DAS META-HEURÍSTICAS EPSO, GAO E SAO

A Algoritmos das Meta-Heurísticas EPSO, GAO e SAO

A.1 Aspectos Gerais

Neste anexo apresentam-se as características gerais das meta-heurísticas designadas por *Evolutionary Particle Swarm Optimization* (EPSO), *Genetic Algorithm Optimization* (GAO) e *Simulated Annealing Optimization* (SAO). Estas meta-heurísticas foram integradas nos algoritmos de solução híbridos detalhados no Capítulo 7, com a finalidade de resolver os problemas de optimização do tipo inteiro misto apresentados no Capítulo 6 desta Tese.

De uma forma resumida, as meta-heurísticas são estruturas algorítmicas gerais adaptáveis a diversos problemas de optimização incorporando princípios de funcionamento baseados em leis físicas e naturais. Estas estruturas desenvolvem estratégias de pesquisa adequadas para resolver problemas de optimização de natureza combinatória considerando mecanismos para evitar a convergência para óptimos locais. Muitos desses métodos têm sido amplamente estudados e desenvolvidos nas últimas décadas, tendo resultado em algoritmos de elevada qualidade.

As meta-heurísticas utilizam estratégias de pesquisa no espaço de soluções enriquecidas com diversos mecanismos e podem ser divididas em duas classes. A primeira compreende os métodos que exploram uma vizinhança em cada iteração, alterando tanto a vizinhança quanto a forma de a explorar de acordo com a estratégia adoptada e escolhendo apenas um elemento dessa vizinhança em cada iteração. Este tipo de pesquisa do espaço de soluções gera uma trajectória de soluções, obtida pela transição de uma solução para outra de acordo com os movimentos permitidos pela meta-heurística. Nesta classe de meta-heurísticas enquadram-se, por exemplo, o *Tabu Search* e o SAO. Na segunda classe encontram-se as técnicas que exploram uma população de soluções em cada iteração. Estes métodos utilizam estratégias de pesquisa capazes de explorar várias regiões do espaço de soluções de cada vez. Deste modo, durante o processo iterativo não se constrói apenas uma única trajectória de pesquisa na medida em que são obtidas novas soluções através da combinação de soluções anteriores. Nesta segunda classe incluem-se, por exemplo, o GAO e o EPSO.

Em seguida, são descritos de forma sintética os algoritmos das três meta-heurísticas utilizadas neste trabalho.

A.2 Evolutionary Particle Swarm Optimization – EPSO

A meta-heurística EPSO pode ser considerada como um método híbrido desenvolvido a partir da Estratégia de Evolução/Programação Evolucionária (ES/EP – *Evolution Strategies/Evolutionary Programming*) e de técnicas resultantes da Optimização de Enxame de Partículas (PSO – *Particle Swarm Optimization*), Miranda e Fonseca (2002a, 2002b, 2002c).

Considere-se, numa determinada iteração, um conjunto de soluções ou alternativas, designadas por partículas. O esquema geral do EPSO apresenta então os seguintes procedimentos:

- Replicação: cada partícula é replicada r vezes;
- Mutação: cada partícula sofre mutação nos seus parâmetros estratégicos, w ;
- Reprodução/Movimento: cada partícula mutada gera um descendente através de recombinação, de acordo com uma regra de movimento da partícula;
- Avaliação: cada descendente é avaliado utilizando uma função de adaptação;
- Seleção/Evolução: utilizando um processo de selecção (Torneio Estocástico ou Elitismo, por exemplo), a melhor partícula “sobrevive” para integrar uma nova geração. Esta geração é então constituída por descendentes de cada indivíduo da geração anterior.

Recombinação e regra de movimento:

Para expor a regra de reprodução utilizada pelo EPSO considere-se uma dada partícula $X_i^{(k)}$, a partir da qual se obtém uma nova partícula, $X_i^{(k+1)}$, utilizando as expressões (A.1) e (A.2).

$$X_i^{(k+1)} = X_i^{(k)} + V_i^{(k+1)} \quad (A.1)$$

$$V_i^{(k+1)} = w_{i1}^* \cdot V_i^{(k)} + w_{i2}^* \cdot (b_i - X_i^{(k)}) + w_{i3}^* \cdot (b_g^* - X_i^{(k)}) \cdot P \quad (A.2)$$

A expressão (A.2) é designada de regra de movimento de uma partícula e os seus termos são designados por Inércia, Memória e Cooperação. Nesta expressão as variáveis e parâmetros utilizados possuem o seguinte significado:

- b_i , representa o melhor desempenho/posição obtido pela partícula i até à geração corrente;
- b_g , corresponde ao melhor desempenho global obtido pelo enxame de partículas até à geração corrente;
- $X_i^{(k)}$, é a localização da partícula i na geração k ;
- $V_i^{(k)}$, consiste na velocidade da partícula i na geração k e obtém-se através da diferença entre $X_i^{(k)}$ e $X_i^{(k-1)}$;
- w_{i1} , é o coeficiente de ponderação associado ao termo de inércia, ou seja, representa a propensão para a partícula se mover na mesma direcção do movimento precedente;
- w_{i2} , é o coeficiente de ponderação associado ao termo de memória, isto é, representa a maior ou menor atracção da partícula para a sua melhor posição antecedente;
- w_{i3} , é o coeficiente de ponderação relacionado com o termo de cooperação/troca de informação em que a partícula é atraída para a melhor posição global obtida pelo enxame;
- P , corresponde a um factor de comunicação, consistindo numa matriz diagonal que afecta todas as dimensões de um indivíduo e que contém variáveis binárias. Os valores unitários são afectados de uma probabilidade p e os valores nulos pela probabilidade $(1 - p)$. O valor de p , especificado como um parâmetro externo, controla a passagem de informação dentro do enxame.

O símbolo * indica que os parâmetros correspondentes estão sujeitos a evolução de acordo com um processo de mutação. Neste sentido, esta regra de movimento corresponde a um operador de recombinação em que o valor de qualquer variável na geração descendente recebe uma contribuição de todos os parentes. Assim, no EPSO este operador é adaptativo e evolutivo ao longo do processo iterativo, ao contrário de outros métodos em que permanece fixo. O EPSO escolhe os parentes associados à melhor solução global, à melhor partícula antepassada e do parente directo. Assim, e do ponto de vista prático, este método incorpora elitismo na medida em que os melhores parentes podem ser mantidos de geração em geração.

Parâmetros Estratégicos de Mutação:

Tal como na Estratégia de Evolução auto adaptativa, no EPSO é realizada uma distinção em cada partícula ou representação de solução considerando parâmetros objectivo e parâmetros estratégicos. Os parâmetros objectivo fornecem uma descrição fenotípica da solução relativa às variáveis naturais do problema. Os parâmetros estratégicos condicionam a avaliação de uma solução ou do algoritmo.

A regra de mutação básica dos parâmetros estratégicos é definida pelas expressões (A.3) e (A.5).

$$w_{ik}^* = w_{ik} [\log N(0,1)]^\zeta \quad (A.3)$$

Nesta expressão:

- $\log N(0,1)$, corresponde a uma variável aleatória com distribuição lognormal resultante da distribuição Gaussiana $N(0,1)$ de média 0 e variância 1;
- ζ , representa um parâmetro de aprendizagem, especificado externamente, que permite controlar a amplitude das mutações. Valores reduzidos de ζ originam uma elevada probabilidade de existirem valores de mutação próximos de 1.

A adopção da distribuição $\log N$ para esta forma de mutação relaciona-se com o facto de a probabilidade de ter um novo valor multiplicado por m ser a mesma que a de um valor multiplicado por $1/m$. Contudo poderão admitir-se outras regras de mutação, sendo usual considerarem-se aproximações ao esquema referido como, por exemplo, a dada pela expressão (A.4).

$$w_{ik}^* = w_{ik} [1 + \zeta \cdot N(0,1)] \quad (A.4)$$

Assim, as expressões (A.3) e (A.4) são equivalentes, atendendo a que ζ assume pequenos valores e o resultado é controlado pelo que coeficientes de ponderação negativos são rejeitados. Por outro lado, este esquema de parâmetros é preferível a mutações aditivas na medida em que o valor absoluto da mutação se mantém sensível ao valor de w .

Do mesmo modo, o coeficiente associado à melhor solução global, b_g , apresenta uma distribuição dada pela expressão (A.5).

$$b_g^* = b_g + w_{i4}^* \cdot N(0,1) \quad (A.5)$$

Nesta expressão, w_{i4}^* corresponde a um quarto parâmetro estratégico associado à partícula i . Este parâmetro controla a dimensão da vizinhança de b_g em zonas onde é mais provável encontrar a melhor solução global ou, pelo menos, uma solução melhor do que a melhor solução corrente, b_g . A mutação do parâmetro w_{i4} obedece à mesma regra de mutação aplicada aos restantes parâmetros estratégicos, permitindo uma pesquisa dirigida, se necessário, para um determinado ponto.

A Figura A.1 ilustra a regra de movimento de uma partícula do EPSO. A partícula $x_i^{(k)}$, numa iteração (k), origina um descendente na iteração ($k+1$) tendo em conta a influência dos termos de Inércia, de Memória e de Cooperação. Este último termo traduz a atracção da partícula para a vizinhança definida por uma distribuição Gaussiana do óptimo corrente, b_g .

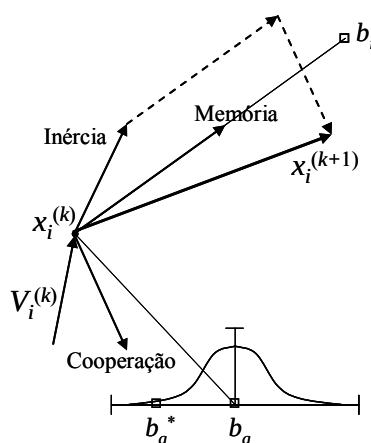


Figura A.1 – Ilustração da reprodução de uma partícula do EPSO comandada pela regra de movimento.

Controlo Estocástico da Comunicação entre Partículas:

Na literatura da especialidade, é reconhecido que a topologia da estrutura de comunicação entre partículas poderá desempenhar um papel determinante para a eficiência do algoritmo. No EPSO é definido um esquema estocástico que oscila entre o arranjo de estrelas e uma versão egoísta designada de modelo cognitivo. Esta versão egoísta não permite a troca de comunicação, pelo que um descendente de um indivíduo é obtido apenas através da contribuição fornecida pela linha dos seus antecessores.

Nestas condições, não se obtém um esquema adaptativo, mas antes uma forma alternativa de lidar com a topologia de comunicação, sendo esta uma estrutura estocástica em vez de

determinística. De acordo com resultados experimentais, os autores Miranda e Fonseca (2002a, 2002b, 2002c) sugerem que a probabilidade de comunicação especificada corresponda a $p=0,20$, originando frequentemente melhores resultados que os obtidos através do modelo determinístico clássico de estrelas ($p=1$), no condicionamento dos valores da matriz P , na replicação ou na equação associada à regra de movimento. Estes autores referem que este impedimento de troca de informação livre acerca da melhor solução global permite uma maior pesquisa local por cada partícula evitando a convergência prematura. Contudo, estes autores também referem que este tópico permanece ainda em investigação.

Algoritmo Simplificado do EPSO:

Na Figura A.2 apresenta-se um algoritmo simplificado da meta-heurística EPSO admitindo que se pretende minimizar uma função F .

INÍCIO

- 1) – especificar: número de partículas do enxame, n_X , número máximo de iterações N_{max} , e número de iterações sem melhoria da solução, N_{ws} ;
 - especificar parâmetros estratégicos, w_{ik} , b_g , associados à Inércia, à Memória, e à Cooperação (regra de movimento);
 - atribuir valores elevados a F_i^{best} , F_{i-m}^{best} , $F_E^{max\ gl}$ e a F^* ;
- 2) – sortear: enxame de partículas, $E_X^{(0)}$, e enxame de partículas mutadas, $E_{X-m}^{(0)}$;
 - sortear velocidade das partículas de $E_X^{(0)}$ e de $E_{X-m}^{(0)}$, $V_X^{(0)}$ e $V_{X-m}^{(0)}$;
- 3) – avaliar as partículas de $E_X^{(0)}$ e de $E_{X-m}^{(0)}$ utilizando a função de adaptação F :
 - $F(E_X^{(0)})$ e $F(E_{X-m}^{(0)})$;
 - guardar:
 - a) as melhores posições de cada partícula em X_i^{best} e F_i^{best} e de cada partícula mutada em X_{i-m}^{best} e F_{i-m}^{best} ;
 - b) a melhor posição global do enxame em $E^{max\ gl}$ e $F_E^{max\ gl}$;
 - c) a solução ótima em X^* e F^* ;
 - inicializar contadores: $n_{iter}=0$ e $n_{iter}^{ws}=0$;
- 4) – em cada iteração n , obter novos enxames, $E_X^{(n+1)}$ e $E_{X-m}^{(n+1)}$, aplicando os processos de: Mutação e Movimento. Os parâmetros estratégicos referentes à Inércia, à Memória e à Cooperação integram-se no Movimento das partículas;

(continua na página seguinte)

- 5) – avaliar os novos enxames, $E_X^{(n+1)}$ e $E_{X-m}^{(n+1)}$, utilizando F : $F(E_X^{(n+1)})$ e $F(E_{X-m}^{(n+1)})$;
 – guardar:
 a) o melhor desempenho de cada partícula, $X_i^{(n+1)}$, em X_i^{best} e F_i^{best} e de cada partícula mutada, $X_{i-m}^{(n+1)}$, em X_{i-m}^{best} e F_{i-m}^{best} ;
 b) a melhor posição global do enxame em $E^{max\ gl}$ e $F_E^{max\ gl}$;
 – incrementar contador n_{iter} : $n_{iter} = n_{iter} + 1$;
- 6) – se $(\min \{ (F_i^{best}, F_{i-m}^{best}), i = 1, 2, \dots, n_X \} < F^*)$ guardar em X^* e F^* a solução da partícula associada à condição de optimalidade, e reinicializar o contador n_{iter}^{ws} : $n_{iter}^{ws} = 0$;
 – se não $n_{iter}^{ws} = n_{iter}^{ws} + 1$;
- 7) – se $((n_{iter} < N_{max}) \text{ e } (n_{iter}^{ws} < N_{ws}))$ voltar ao ponto 4);
 – se não FIM;
- FIM.

Figura A.2 – Algoritmo simplificado da meta-heurística EPSO.

A.3 Genetic Algorithm Optimization – GAO

O GAO reproduz mecanismos decorrentes da selecção natural de um indivíduo considerado como o mais apto de uma população. O GAO combina uma estratégia de sobrevivência dos indivíduos mais aptos com operadores genéticos de modo a formar um mecanismo de pesquisa robusto e garantindo a diversidade da população dos indivíduos em cada geração, Pirlot (1992) e MathWorks (2006).

Assim, o GAO corresponde a um algoritmo em que as inter relações que se verificam numa determinada população de soluções utilizam operadores genéticos, tais como a Selecção, o Cruzamento e a Mutação, que exploram a vizinhança dessa população, procuram evitar a convergência para óptimos locais e geram novas soluções que irão constituir uma nova população.

O GAO apresenta os seguintes passos fundamentais:

- Codificação: as diferentes variáveis que caracterizam a solução do problema e que condicionam o valor da função de avaliação são codificadas, por exemplo, de forma binária. Assim, o código genético obtido corresponde a uma sequência de algarismos binários representando, no seu conjunto, cada elemento da população. Cada solução é codificada como um cromossoma ou indivíduo que é constituído por

vários genes, apresentando cada gene um determinado valor binário designado de alelo;

- População Inicial: o processo iterativo inicia-se com a identificação de uma população inicial constituída por um conjunto de indivíduos obtida a partir do espaço de soluções do problema. Esta população inicial é, geralmente, seleccionada de uma forma arbitrária, tendo em conta um critério de viabilidade das soluções iniciais no sentido de melhorar significativamente a velocidade de convergência;
- Adaptação: cada um dos indivíduos da população é avaliado através de uma função de adaptação;
- Seleção: a função de adaptação permite classificar os indivíduos de uma população de modo a permitir seleccionar os elementos que passam à população ou geração seguinte. Nesta fase podem ser utilizadas diversas estratégias de selecção tais como, por exemplo, a Selecção Elitista ou o Torneio Estocástico;
- Cruzamento: tendo em conta a informação genética obtida nas fases anteriores, a população obtida no final do processo de selecção é alvo de um processo de cruzamento. Uma parte do código genético de um indivíduo é trocada com o de outro indivíduo, dando origem a dois novos indivíduos. Estes novos indivíduos preservam diversas características dos seus progenitores, de modo que a combinação de diferentes genes permita obter melhores soluções;
- Mutação: a mutação procura adicionar diversidade genética à população existente com a vantagem de poderem vir a ser consideradas novas alternativas radicalmente diferentes em relação às que estavam a ser analisadas. Para este efeito, e habitualmente com pequena probabilidade, partes do código genético de alguns indivíduos são aleatoriamente alterados. Este mecanismo, diferente do cruzamento, possibilita a criação de códigos genéticos que não se podem obter a partir da combinação de códigos de indivíduos já existentes;
- Nova População: após a aplicação dos operadores genéticos de Selecção, Cruzamento e Mutação é criada uma nova população que substituirá a população ou geração anterior. Os indivíduos desta nova população são avaliados utilizando a função de adaptação para, nomeadamente, se verificar a convergência do processo iterativo. Se o critério de paragem adoptado não for ainda verificado, o algoritmo

prossegue retornando ao processo de Seleccção. O critério de paragem pode corresponder à execução de um número pré especificado de iterações sem que a função de adaptação dos indivíduos de uma dada população seja melhorada ou à especificação de um número máximo de iterações a realizar, N^{max} .

Algoritmo Simplificado do GAO:

Na Figura A.3 apresenta-se o algoritmo simplificado da meta-heurística GAO, admitindo que se pretende minimizar uma função F , sendo X o espaço de soluções.

INÍCIO

- 1) – seleccionar uma população inicial com N indivíduos:

$$X^{(1)} = \{X_1^{(1)}, \dots, X_N^{(1)}\} \subseteq X;$$
- 2) – avaliar os N indivíduos de $X^{(1)}$ através de uma função de adaptação F :

$$F(X_i^{(1)}) \text{ para } i = 1, 2, \dots, N;$$
- 3) – guardar x^c e F^c como solução corrente e x^* e F^* como solução óptima:

$$F^c, F^* \leftarrow \min \{F(X_i^{(1)}), i = 1, 2, \dots, N\};$$

$$x^c, x^* \leftarrow \arg \min \{F(X_i^{(1)}), i = 1, 2, \dots, N\};$$
- 4) – na iteração n obter uma nova população, $X^{(n+1)}$, aplicando à população corrente, $X^{(n)}$, os operadores de:
 - Seleccção;
 - Cruzamento;
 - Mutação;
- 5) – para cada um dos $i = 1, 2, \dots, N$ indivíduos da nova população, $X^{(n+1)}$:
 - se $F(X_i^{(n+1)}) < F^*$ guardar em x^* e F^* :
 - $$x^* = x_i^{(n+1)} \text{ e } F^* = F(X_i^{(n+1)});$$
- 6) – se critério de convergência for verificado FIM;
- 7) – se $[(n + 1) < N^{max}]$ voltar ao ponto 4);
 - se não FIM;

FIM.

Figura A.3 – Algoritmo simplificado do GAO.

Neste algoritmo, a função $\arg(f(x))$ retorna o argumento de x de uma função $f(x)$.

A.4 Simulated Annealing Optimization – SAO

O SAO utiliza uma estratégia de pesquisa local baseada no algoritmo de *Metropolis* construído a partir de princípios básicos das leis físicas da termodinâmica, em que se pretende simular o arrefecimento de um metal depois de previamente aquecido até uma temperatura elevada. O algoritmo SAO inclui a combinação de dois aspectos essenciais correspondentes (i) a uma estrutura de vizinhança e (ii) a um mecanismo probabilístico de procura local, Pirlot (1992). No sentido de se obter um bom desempenho deste método deverão ser especificados adequadamente valores de diversos parâmetros de controlo, tais como a temperatura máxima e mínima, o factor de arrefecimento, o comprimento do patamar e o critério de paragem. O critério de paragem pode ser implementado considerando, por exemplo, um número máximo de piores soluções bem como um número máximo de iterações que o algoritmo poderá realizar se, entretanto, não tiver convergido.

A Estrutura de Vizinhança e o Mecanismo de Pesquisa Local:

Uma estratégia de pesquisa local consiste na realização de um movimento de uma solução para outra na sua vizinhança de acordo com regras perfeitamente definidas. A sequência das soluções que se obtém define uma trajectória no espaço de soluções do problema.

A estrutura de vizinhança para um espaço de soluções X é definida considerando que a cada solução $x \in X$ está associado a um subconjunto $V(x) \subseteq X$ chamado de vizinhança de x , que inclui as soluções que podem ser obtidas a partir de x através de um movimento elementar, tal que $x \notin V(x)$, $\forall x \in X$. A construção de uma boa estrutura de vizinhança constitui um elemento essencial do SAO, contribuindo para a eficiência do algoritmo.

Assim, considere-se o espaço de soluções $X = \{x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n\}$ do qual se extrai uma solução inicial x_i , que é avaliada pela função $F(x)$. No início do processo iterativo são considerados muitos movimentos para actualizar a solução, sendo construída a sua vizinhança $V(x_i)$. Considere-se que x corresponde à solução seleccionada tal que $x \in V(x_i)$. Se se verificar que $F(x) \leq F(x_i)$ então x passará a ser a nova solução corrente. Caso contrário, é seleccionada uma das seguintes alternativas:

- x será a solução corrente com uma probabilidade $p(n)$;
- x_i permanecerá como solução corrente com a probabilidade complementar $1-p(n)$, sendo x eliminada.

A probabilidade $p(n)$ poderá decrescer ao longo do processo iterativo de acordo com uma regra específica. O cálculo da probabilidade $p(n)$ baseia-se na função de distribuição de Boltzman dada por (A.6).

$$p(n) = e^{\left(\frac{\Delta F_n}{T(n)}\right)} \quad (\text{A.6})$$

Nesta expressão, $\Delta F_n = F(x_n) - F(x)$ e as variáveis têm o seguinte significado:

- $F(x)$ representa o valor da função de avaliação para a solução x ;
- $F(x_n)$ corresponde ao valor da função de avaliação para a solução x_n ;
- $T(n)$ é o valor da temperatura referente a um patamar que inclui a iteração n .

A temperatura $T(n)$ diminui ao longo do processo iterativo de acordo, por exemplo, com uma evolução em patamares simulando assim o processo de arrefecimento de um metal. Cada patamar abrange um número de iterações (comprimento do patamar) para o qual a temperatura de arrefecimento se mantém inalterada. A evolução da temperatura é definida considerando a temperatura inicial, T_0 , o factor de arrefecimento, α , e o comprimento do patamar, L , de acordo com a expressão (A.7) em que k representa o número do patamar considerado.

$$T(k.L) = T_k = \alpha^k . T_0 \quad (\text{A.7})$$

O SAO deve ser iniciado considerando um valor especificado de T_0 elevado, igual ou próximo da unidade e, em cada sequência k de L iterações, a temperatura T é reduzida utilizando o factor de arrefecimento α , tal que $\alpha \in [0, 1]$.

Critérios de Paragem:

Os critérios de paragem são variados e podem corresponder, por exemplo, aos seguintes:

- Critério de Paragem 1: o algoritmo termina se a função de avaliação F não for melhorada durante um número máximo de iterações pré especificado (número máximo de piores soluções, W_{max});
- Critério de Paragem 2: o algoritmo termina se o número de iterações atingir um valor máximo pré especificado (número máximo de iterações, N_{max});

- Critério de Paragem 3: o algoritmo termina se a temperatura T atingir um valor mínimo pré especificado (temperatura final T_f);
- Critério de Paragem 4: o algoritmo termina se a função de avaliação F não melhorar mais do que ε (%) ao longo do último patamar de temperaturas de comprimento L .

Algoritmo Simplificado do SAO:

Finalmente, na Figura A.4 apresenta-se o algoritmo de solução simplificado da meta-heurística SAO admitindo que se pretende minimizar a função F . Assinala-se que na fase inicial do processo de pesquisa o valor da temperatura deve ser elevado, pelo que a probabilidade de aceitar piores soluções, $p(n)$, é maior. À medida que a temperatura diminui, a probabilidade $p(n)$ também diminui, ficando reforçada a pesquisa numa zona promissora do espaço de soluções.

INÍCIO

- 1) – especificar os parâmetros de controlo: $T_0, T_f, \alpha, L, W_{max}, N_{max}$;
 - inicializar o contador de iterações, n , o contador de piores soluções, w , e a escala de temperaturas, T : $n = 0, w = 0, T(k = 1) = T_0$;
- 2) – seleccionar uma solução inicial x_i : $x_i \in X$;
- 3) – avaliar a solução x_i através da função de avaliação F , $F(x_i)$;
- 4) – guardar x_i e $F(x_i)$ como solução corrente, x^c e F^c , e como solução óptima, x^* e F^* : $x^c = x_i, F^c = F(x_i), x^* = x_i$ e $F^* = F(x_i)$;
- 5) – sortear x na vizinhança de x^c , $x \in V(x^c)$;
 - incrementar contador n , $n = n + 1$;
- 6) – avaliar a solução x , $F(x)$;
- 7) – se $(F(x) \leq F^c)$ então:
 - guardar x e $F(x)$ como solução corrente: $x^c = x$ e $F^c = F(x)$;
 - se $(F(x) \leq F^*)$ guardar x e $F(x)$ também em x^* e F^* e reinicializar o contador w : $x^* = x, F^* = F(x)$ e $w = 0$;
- se não:
 - incrementar contador w , sortear número $p \in [0, 1]$ e calcular $p(n)$: $w = w + 1$, a probabilidade $p(n)$ obtém-se utilizando a expressão (A.6);

(continua na página seguinte)

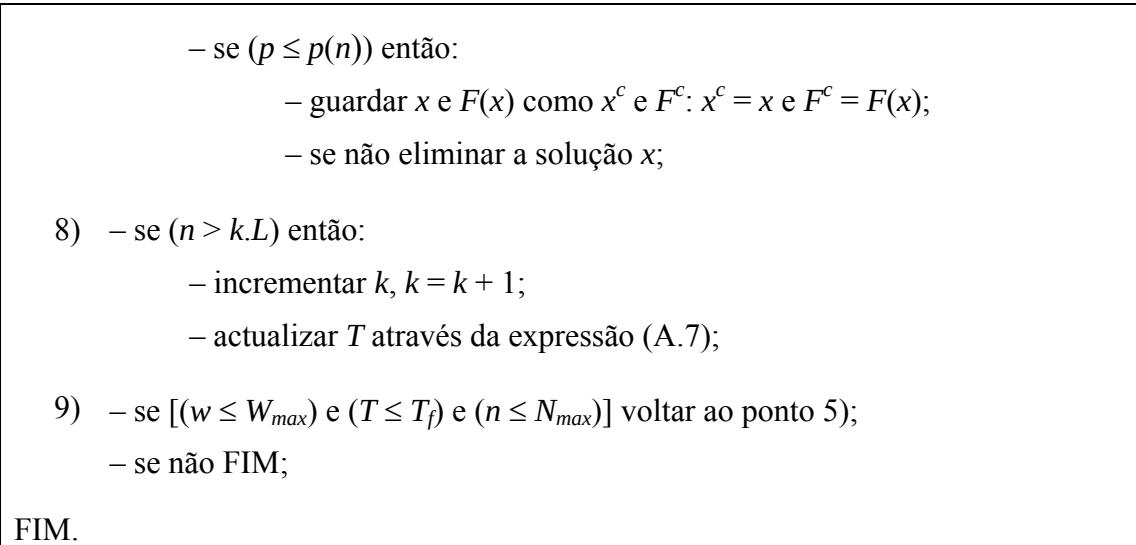


Figura A.4 – Algoritmo da meta-heurística SAO, para aplicação a um problema de minimização delimitado pelo espaço de soluções X .

Anexo B

DADOS DA REDE TESTE DE 24 NÓS DO IEEE

B Dados da Rede Teste de 24 Nós do IEEE

B.1 Dados dos Agentes que Participam no Mercado Diário Centralizado

Na Tabela B.1, na Tabela B.2 e na Tabela B.3 apresentam-se os dados correspondentes aos agentes associados ao mercado gerido pelo OM.

Tabela B.1 – Ofertas de venda de energia eléctrica submetidas ao OM por parte dos geradores (3 blocos) utilizadas na rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	Pg_i^{ofer1} (MW)	Cg_i^{ofer1} (€/MW.h)	Pg_i^{ofer2} (MW)	Cg_i^{ofer2} (€/MW.h)	Pg_i^{ofer3} (MW)	Cg_i^{ofer3} (€/MW.h)
1	94,0	35,0	150,0	42,0	192,0	47,0
2	96,0	37,0	154,0	41,5	192,0	48,0
7	150,0	14,0	285,0	27,5	300,0	38,5
13	300,0	15,0	460,0	24,0	591,0	37,5
15	80,0	13,0	145,0	26,0	215,0	36,0
16	110,0	20,0	155,0	34,5	-	-
18	250,0	34,0	350,0	38,0	400,0	46,0
21	150,0	26,0	300,0	35,5	400,0	45,0
22	150,0	11,0	205,0	21,0	300,0	37,0
23	300,0	15,0	470,0	24,0	660,0	39,0

Tabela B.2 – Valores referentes ao diagrama de capacidade aproximado e às ofertas de ajuste dos geradores associados ao mercado centralizado utilizados na rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	Pg_i^{max} (MW)	Qg_i^{max} (Mvar)	Qg_i^a (Mvar)	Qg_i^b (Mvar)	Qg_i^{min} (Mvar)	vg_i^{tol} (%)	Cg_i^{ajt} (€/MW.h)
1	192,0	80,0	65,0	-40,0	-50,0	40,0	110,0
2	192,0	80,0	65,0	-40,0	-50,0	40,0	115,0
7	300,0	180,0	150,0	0,0	0,0	40,0	120,0
13	591,0	240,0	160,0	0,0	0,0	40,0	105,0
15	215,0	110,0	90,0	-35,0	-50,0	40,0	100,0
16	155,0	80,0	70,0	-45,0	-50,0	40,0	112,0
18	400,0	200,0	150,0	-40,0	-50,0	40,0	130,0
21	400,0	200,0	150,0	-35,0	-50,0	40,0	160,0
22	300,0	96,0	70,0	-40,0	-60,0	40,0	103,0
23	660,0	310,0	205,0	-95,0	-125,0	40,0	118,0

Tabela B.3 – Ofertas de compra submetidas ao OM e ofertas de ajuste das cargas utilizadas na rede teste de 24 nós do IEEE.

nó j	Pc_j^{ofer} (MW)	Cc_j^{ofer} (€/MW.h)	Qc_j (Mvar)	Cc_j^{ajt} (€/MW.h)
1	108,0	66,0	21,93	295,0
2	97,0	54,0	19,70	290,0
3	180,0	41,5	36,55	289,0
4	74,0	35,0	15,03	288,0
5	71,0	68,0	14,42	296,0
6	136,0	37,5	27,62	300,0
7	125,0	51,0	25,38	285,0
8	171,0	34,5	34,72	295,0
9	175,0	53,0	35,54	296,0
10	195,0	43,0	39,60	288,0
13	265,0	38,5	53,81	287,0
14	194,0	61,0	39,39	305,0
15	317,0	64,0	64,37	301,0
16	100,0	57,0	20,31	294,0
18	333,0	60,0	67,62	296,0
19	181,0	34,0	36,75	298,0
20	128,0	56,0	25,99	291,0

B.2 Dados dos Agentes Associados a Contratos Bilaterais Físicos

Os dados referentes aos agentes associados aos contratos bilaterais são fornecidos na Tabela B.4 e na Tabela B.5. Na Tabela B.5 indicam-se para cada carga que possui contratos bilaterais (ligada ao nó q) as potências e os geradores neles envolvidos (ligados aos nós p).

Tabela B.4 – Valores do diagrama de capacidade aproximado e das ofertas de ajuste dos geradores associados aos contratos bilaterais físicos utilizados na rede teste de 24 nós do IEEE.

nó p	Pg_p^{max} (MW)	Qg_p^{max} (Mvar)	Qg_p^a (Mvar)	Qg_p^b (Mvar)	Qg_p^{min} (Mvar)	Pg_p^{CBtot} (MW)	vg_p^{tol} (%)	Cg_p^{ajt} (€/MW.h)
7	100,0	65,0	50,0	-40,0	-60,0	52,0	40,0	108,0
13	191,0	95,0	50,0	-50,0	-80,0	61,0	40,0	103,0
15	115,0	70,0	40,0	-25,0	-50,0	26,0	40,0	111,0
16	55,0	30,0	20,0	-15,0	-30,0	51,0	40,0	113,0
18	100,0	65,0	30,0	-20,0	-60,0	60,0	40,0	101,0
21	100,0	50,0	40,0	-20,0	-50,0	59,0	40,0	98,0
22	80,0	55,0	40,0	-25,0	-40,0	52,0	40,0	107,0

Tabela B.5 – Contratos bilaterais físicos de potência activa (programa inicial) e ofertas de ajuste das cargas utilizados na rede teste de 24 nós do IEEE.

nó q	Pc_q^{CBtot} (MW)	Qc_q (Mvar)	Contratos Bilaterais efectuados com Produtores (nó p)						Cc_q^{ajt} (€/MW.h)
			nó p	Pg_p^{CB1} (MW)	nó p	Pg_p^{CB2} (MW)	nó p	Pg_p^{CB3} (MW)	
1	10,0	2,03	15	10,0	-	-	-	-	299,0
2	20,0	4,06	7	20,0	-	-	-	-	288,0
4	15,0	3,76	22	15,0	-	-	-	-	285,0
5	72,0	14,62	7	22,0	21	25,0	22	25,0	296,0
7	30,0	7,52	13	30,0	-	-	-	-	290,0
9	16,0	3,25	15	16,0	-	-	-	-	280,0
10	16,0	2,28	16	16,0	-	-	-	-	294,0
13	45,0	13,13	13	18,0	16	15,0	22	12,0	292,0
14	10,0	2,51	7	10,0	-	-	-	-	289,0
16	10,0	2,03	21	10,0	-	-	-	-	287,0
18	38,0	9,52	13	13,0	18	25,0	-	-	276,0
19	35,0	10,21	18	35,0	-	-	-	-	299,0
20	44,0	8,93	16	20,0	21	24,0	-	-	286,0

B.3 Compensadores Síncronos

O compensador síncrono ligado no nó 14 do sistema tem as características apresentadas na Tabela B.6.

Tabela B.6 – Limites de potência reactiva do compensador síncrono ligado ao nó 14 da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	$P_i^{CS\ max}$ (MW)	$Q_i^{CS\ min}$ (Mvar)	$Q_i^{CS\ max}$ (Mvar)
14	0	-50,0	200,0

B.4 Dados da Rede de Transmissão

As características dos ramos da rede de 24 nós do IEEE correspondem aos dados apresentados na Tabela B.7.

Tabela B.7 – Características dos ramos da rede teste de 24 nós do IEEE.

Lk	nó i	nó j	R_{ij} (pu)	X_{ij} (pu)	Y_{ij}^{sh} (pu)	S_{ij}^{max} (MVA)
1	1	2	0,00260	0,01390	0,46110	175,0
2	1	3	0,05460	0,21120	0,05720	175,0
3	1	5	0,02180	0,08450	0,02290	175,0
4	2	4	0,03280	0,12670	0,03430	175,0
5	2	6	0,04970	0,19200	0,05200	175,0
6	3	9	0,03080	0,11900	0,03220	175,0
7	4	9	0,02680	0,10370	0,02810	175,0
8	5	10	0,02280	0,08830	0,02390	175,0
9	6	10	0,01390	0,06050	2,45900	200,0
10	7	8	0,01590	0,06140	0,01660	200,0
11	8	9	0,04270	0,16510	0,04470	175,0
12	8	10	0,04270	0,16510	0,04470	175,0
13	11	13	0,00610	0,04760	0,09990	500,0
14	11	14	0,00540	0,04180	0,08790	500,0
15	12	13	0,00610	0,04760	0,09990	500,0
16	12	23	0,01240	0,09660	0,20300	500,0
17	13	23	0,01110	0,08650	0,18180	500,0
18	14	16	0,00500	0,03890	0,08180	500,0
19	15	16	0,00220	0,00730	0,03640	500,0
20	15	21	0,00630	0,04900	0,10300	500,0
21	15	21	0,00630	0,04900	0,10300	500,0
22	15	24	0,00670	0,05190	0,10910	500,0
23	16	17	0,00330	0,02590	0,05450	500,0
24	16	19	0,00300	0,02310	0,04850	500,0
25	17	18	0,00180	0,01440	0,03030	500,0
26	17	22	0,01350	0,10530	0,22120	500,0
27	18	21	0,00330	0,02590	0,05450	500,0
28	18	21	0,00330	0,02590	0,05450	500,0
29	19	20	0,00510	0,03960	0,08330	500,0
30	19	20	0,00510	0,03960	0,08330	500,0
31	20	23	0,00280	0,02160	0,04550	500,0
32	20	23	0,00280	0,02160	0,04550	500,0
33	21	22	0,00870	0,06780	0,14240	500,0

B.5 Componentes Discretos Considerados

As características correspondentes aos transformadores com tomadas de tensão considerados para esta rede teste consistem nos dados referentes às tomadas apresentados de seguida e nos dados apresentados na Tabela B.8.

Os transformadores com regulação de tensão apresentados na Tabela B.8 têm as seguintes tomadas expressas através da taxa de regulação:

- os transformadores ligados aos nós 3-24 e 10-12: $\pm 10,0\%$; $\pm 8,0\%$; $\pm 6,0\%$; $\pm 4,0\%$; $\pm 2,0\%$ e 0% .
- os transformadores ligados aos nós 9-11, 9-12, 10-11: $\pm 5,0\%$; $\pm 2,5\%$ e 0% .

Tabela B.8 – Características dos transformadores com regulação de tensão da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó i	nó j	REGULAÇÃO		R_{ij} (pu)	X_{ij} (pu)	Y_{ij}^{sh} (pu)	S_{ij}^{max} (MVA)
		Primário	Secundário				
3	24	sim	não	0,00000	0,08390	0,00000	400,0
9	11	sim	não	0,00230	0,08390	0,00000	400,0
9	12	sim	não	0,00230	0,08390	0,00000	400,0
10	11	sim	não	0,00230	0,08390	0,00000	400,0
10	12	sim	não	0,00230	0,08390	0,00000	400,0

A bateria de condensadores existente no nó 14 do sistema tem as características apresentadas na Tabela B.9.

Tabela B.9 – Dados das baterias de condensadores da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó p	Q_p^C / escalão (Mvar) para $V_n = 1$ pu					I_p^C
	escalão 1 $\tau_p^C = 1$	escalão 2 $\tau_p^C = 2$	escalão 3 $\tau_p^C = 3$	escalão 4 $\tau_p^C = 4$	escalão 5 $\tau_p^C = 5$	
14	20,0	10,0	10,0	3,0	3,0	estrela

Na Tabela B.10 apresenta-se as características da bateria de indutâncias existente no nó 6 do sistema.

Tabela B.10 – Dados das baterias de indutâncias da rede teste de 24 nós do IEEE.

nó q	Q_q^B / escalão (Mvar) para $V_n = 1$ pu					I_q^B
	escalão 1 $\tau_q^B = 1$	escalão 2 $\tau_q^B = 2$	escalão 3 $\tau_q^B = 3$	escalão 4 $\tau_q^B = 4$	escalão 5 $\tau_q^B = 5$	
6	40,0	20,0	20,0	10,0	10,0	estrela

Anexo C

DADOS DA REDE TESTE DE 118 NÓS DO IEEE

C Dados da Rede Teste de 118 Nós do IEEE

C.1 Dados dos Agentes que Participam no Mercado Diário, *Pool*

Os dados dos agentes associados ao mercado diário apresentam-se na Tabela C.1, na Tabela C.2 e na Tabela C.3.

Tabela C.1 – Ofertas de venda de energia eléctrica submetidas ao OM por parte dos geradores (3 blocos) utilizadas na rede teste de 118 nós do IEEE.

nó i	Pg_i^{ofer1} (MW)	Cg_i^{ofer1} (€/MW.h)	Pg_i^{ofer2} (MW)	Cg_i^{ofer2} (€/MW.h)	Pg_i^{ofer3} (MW)	Cg_i^{ofer3} (€/MW.h)
1	18,0	35,0	-	-	-	-
4	100,0	34,0	200,0	36,0	350,0	38,0
6	15,0	36,0	-	-	-	-
8	150,0	34,0	220,0	37,0	400,0	39,0
10	205,0	20,0	380,0	25,0	451,0	29,0
12	30,0	23,0	65,0	27,0	84,0	28,0
15	25,0	36,0	-	-	-	-
18	38,0	34,0	-	-	-	-
19	22,0	35,0	-	-	-	-
24	115,0	34,0	360,0	40,0	-	-
25	90,0	18,0	180,0	24,0	224,0	27,0
26	120,0	19,0	270,0	22,0	316,0	30,0
27	220,0	34,0	300,0	37,0	400,0	39,0
31	3,0	11,0	6,5	28,0	50,0	32,0
32	36,0	35,0	-	-	-	-
34	31,0	35,0	-	-	-	-
36	33,0	35,0	-	-	-	-
40	140,0	34,0	300,0	36,0	420,0	39,0
42	160,0	33,0	330,0	35,0	410,0	38,0
46	9,0	25,0	18,0	27,0	80,0	34,0
49	100,0	21,0	170,0	25,0	207,0	31,0
54	30,0	26,0	47,0	28,0	120,0	36,0
55	21,0	34,0	-	-	-	-
56	15,0	34,0	-	-	-	-
59	125,0	23,0	157,0	20,5	-	-
61	131,0	26,0	162,0	32,0	-	-
62	22,0	35,0	-	-	-	-
65	340,0	19,0	392,5	28,0	485,0	34,0
66	270,0	20,0	394,0	27,0	500,0	35,0
69	135,0	22,0	330,0	26,0	532,0	29,0
70	33,0	35,0	-	-	-	-
72	50,0	34,0	100,0	35,0	140,0	36,0
73	70,0	35,0	140,0	37,0	-	-
74	11,0	34,0	-	-	-	-
76	13,0	34,0	-	-	-	-
77	25,0	34,0	-	-	-	-
80	165,0	17,0	390,0	24,0	477,0	30,5
85	22,0	34,0	-	-	-	-
87	1,5	25,0	3,5	26,0	40,0	36,0
89	260,0	19,0	450,0	24,0	598,0	28,0
90	100,0	33,0	260,0	36,0	400,0	38,0
91	80,0	34,0	120,0	37,0	-	-
92	11,0	35,0	-	-	-	-
99	70,0	33,0	130,0	35,0	-	-
100	200,0	25,0	255,0	28,0	350,0	36,0
103	18,0	26,0	40,5	27,5	-	-
104	15,0	35,0	-	-	-	-
105	14,0	34,0	-	-	-	-
107	110,0	33,0	200,0	35,0	280,0	37,0
110	13,0	35,0	-	-	-	-
111	20,0	25,0	35,0	28,0	400,0	34,0
112	350,0	32,0	700,0	36,0	-	-
113	120,0	34,0	-	-	-	-
116	400,0	33,0	600,0	35,0	-	-

Tabela C.2 – Pontos do diagrama de capacidade aproximado e ofertas de ajuste dos geradores associados ao mercado diário utilizados na rede teste de 118 nós do IEEE.

nó i	$Pg_i^{\max}$ (MW)	$Qg_i^{\max}$ (Mvar)	Qg_i^a (Mvar)	Qg_i^b (Mvar)	$Qg_i^{\min}$ (Mvar)	vg_i^{tol} (%)	Cg_i^{ajt} (€/MW.h)
1	25,0	15,0	15,0	-5,0	-5,0	15,0	51,0
4	420,0	300,0	240,0	-240,0	-300,0	25,0	53,0
6	23,0	50,0	50,0	-13,0	-13,0	28,0	60,0
8	420,0	300,0	240,0	-240,0	-300,0	24,0	58,0
10	630,0	200,0	160,0	-117,6	-147,0	20,0	54,0
12	168,0	120,0	96,0	-28,0	-35,0	23,0	52,0
15	55,0	30,0	30,0	-10,0	-10,0	21,0	53,0
18	66,0	50,0	50,0	-16,0	-16,0	20,0	57,0
19	44,0	24,0	24,0	-8,0	-8,0	15,0	56,0
24	420,0	300,0	240,0	-240,0	-300,0	18,0	54,0
25	308,0	140,0	112,0	-37,6	-47,0	21,0	52,0
26	1400,0	1000,0	800,0	-800,0	-1000,0	25,0	51,0
27	420,0	300,0	240,0	-240,0	-300,0	30,0	51,0
31	420,0	300,0	240,0	-240,0	-300,0	25,0	53,0
32	62,0	42,0	42,0	-14,0	-14,0	28,0	60,0
34	45,0	24,0	24,0	-8,0	-8,0	24,0	58,0
36	45,0	24,0	24,0	-8,0	-8,0	28,0	54,0
40	420,0	300,0	240,0	-240,0	-300,0	23,0	52,0
42	420,0	300,0	240,0	-240,0	-300,0	15,0	53,0
46	140,0	100,0	80,0	-80,0	-100,0	17,0	57,0
49	294,0	210,0	168,0	-68,0	-85,0	20,0	56,0
54	420,0	300,0	240,0	-240,0	-300,0	18,0	54,0
55	45,0	23,0	23,0	-8,0	-8,0	24,0	52,0
56	26,0	15,0	15,0	-8,0	-8,0	22,0	51,0
59	252,0	180,0	144,0	-48,0	-60,0	20,0	51,0
61	420,0	300,0	240,0	-80,0	-100,0	15,0	53,0
62	38,0	20,0	20,0	-20,0	-20,0	14,0	60,0
65	547,4	200,0	160,0	-53,6	-67,0	24,0	58,0
66	548,8	200,0	160,0	-53,6	-67,0	21,0	54,0
69	723,0	300,0	240,0	-240,0	-300,0	23,0	52,0
70	54,0	32,0	32,0	-10,0	-10,0	17,0	53,0
72	140,0	100,0	80,0	-80,0	-100,0	19,0	57,0
73	140,0	100,0	80,0	-80,0	-100,0	30,0	56,0
74	16,0	9,0	9,0	-6,0	-6,0	19,0	54,0
76	38,0	23,0	23,0	-8,0	-8,0	22,0	52,0
77	135,0	70,0	70,0	-20,0	-20,0	26,0	51,0
80	667,8	280,0	224,0	-132,0	-165,0	20,0	51,0
85	36,0	23,0	23,0	-8,0	-8,0	23,0	53,0
87	1400,0	1000,0	800,0	-80,0	-100,0	28,0	60,0
89	849,8	300,0	240,0	-168,0	-210,0	24,0	58,0
90	420,0	300,0	240,0	-240,0	-300,0	21,0	54,0
91	140,0	100,0	80,0	-80,0	-100,0	23,0	52,0
92	15,0	9,0	9,0	-3,0	-3,0	25,0	53,0
99	140,0	100,0	80,0	-80,0	-100,0	17,0	57,0
100	352,8	155,0	124,0	-40,0	-50,0	30,0	56,0
103	56,0	40,0	32,0	-12,0	-15,0	18,0	54,0
104	33,0	23,0	23,0	-8,0	-8,0	19,0	52,0
105	33,0	23,0	23,0	-8,0	-8,0	22,0	51,0
107	280,0	200,0	160,0	-160,0	-200,0	23,0	52,0
110	36,0	23,0	23,0	-8,0	-8,0	21,0	53,0
111	1400,0	1000,0	800,0	-80,0	-100,0	17,0	57,0
112	1400,0	1000,0	800,0	-80,0	-100,0	30,0	56,0
113	280,0	200,0	160,0	-80,0	-100,0	28,0	54,0
116	1400,0	1000,0	800,0	-800,0	-1000,0	21,0	52,0

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela C.3 – Ofertas de compra submetidas ao OM e ofertas de ajuste das respectivas cargas utilizadas na rede teste de 118 nós do IEEE.

nó j	Pc_j^{ofer} (MW)	Cc_j^{ofer} (€/MW.h)	Qc_j (Mvar)	Cc_j^{ajt} (€/MW.h)	nó j	Pc_j^{ofer} (MW)	Cc_j^{ofer} (€/MW.h)	Qc_j (Mvar)	Cc_j^{ajt} (€/MW.h)
1	51,0	41,0	27,53	78,0	59	277,0	37,0	109,48	86,0
2	20,0	37,0	9,11	81,0	60	78,0	33,0	0,00	85,0
3	39,0	33,0	9,77	77,0	62	77,0	34,0	15,64	84,0
4	39,0	31,0	11,38	83,0	64	62,0	27,0	22,50	91,0
6	52,0	32,0	22,15	84,0	66	39,0	32,0	17,77	86,0
7	19,0	34,0	2,71	79,0	67	28,0	31,0	7,02	83,0
8	28,0	36,0	0,00	80,0	69	45,0	26,0	11,28	85,0
11	70,0	39,0	23,01	76,0	70	66,0	36,0	19,25	82,0
12	47,0	32,0	9,54	86,0	72	12,0	35,0	0,00	89,0
13	34,0	31,0	16,47	85,0	73	6,0	38,0	0,00	88,0
14	14,0	37,0	0,00	84,0	74	68,0	40,0	26,88	87,0
15	90,0	40,0	29,58	86,0	75	47,0	41,0	11,78	78,0
16	25,0	42,0	9,88	83,0	76	68,0	37,0	36,70	76,0
17	11,0	33,0	3,21	82,0	77	61,0	38,0	27,79	79,0
18	60,0	35,0	34,00	89,0	78	71,0	39,0	25,77	81,0
19	45,0	31,0	25,50	88,0	79	39,0	40,0	32,32	78,0
20	18,0	38,0	2,56	87,0	80	130,0	42,0	26,40	81,0
21	14,0	39,0	7,93	78,0	82	54,0	31,0	27,67	77,0
22	10,0	37,0	5,12	76,0	83	20,0	33,0	10,25	83,0
23	7,0	35,0	2,98	79,0	84	11,0	34,0	7,11	84,0
24	13,0	31,0	0,00	81,0	85	24,0	32,0	14,87	79,0
25	34,0	28,0	11,18	88,0	86	21,0	31,0	10,17	80,0
27	71,0	33,0	14,42	78,0	88	48,0	35,0	9,75	76,0
28	17,0	36,0	7,24	81,0	90	163,0	35,0	40,85	86,0
29	24,0	33,0	3,42	77,0	91	10,0	36,0	0,00	85,0
31	43,0	32,0	26,65	83,0	92	65,0	34,0	9,26	84,0
32	59,0	36,0	23,32	84,0	93	12,0	38,0	7,12	86,0
33	23,0	34,0	9,09	79,0	94	30,0	38,0	16,19	83,0
34	59,0	34,0	25,13	80,0	95	42,0	39,0	31,50	82,0
35	33,0	35,0	9,63	76,0	96	38,0	34,0	15,02	89,0
36	31,0	31,0	16,73	86,0	97	15,0	32,0	8,90	88,0
38	28,0	53,0	8,17	83,0	98	34,0	31,0	8,52	87,0
39	27,0	31,0	10,67	85,0	99	42,0	33,0	0,00	78,0
40	66,0	36,0	23,95	84,0	100	37,0	40,0	17,92	76,0
41	37,0	32,0	9,27	86,0	101	22,0	44,0	14,78	79,0
42	96,0	35,0	24,06	83,0	102	5,0	43,0	2,97	81,0
43	18,0	39,0	7,11	82,0	103	23,0	42,0	16,05	84,0
44	16,0	37,0	8,20	89,0	104	38,0	31,0	24,55	79,0
45	53,0	44,0	22,58	88,0	105	31,0	31,0	25,69	80,0
46	28,0	40,0	10,16	87,0	106	43,0	42,0	15,61	76,0
47	34,0	38,0	0,00	78,0	107	50,0	34,0	12,53	86,0
48	20,0	34,0	10,79	76,0	108	2,0	33,0	1,02	85,0
49	87,0	31,0	28,60	79,0	109	8,0	35,0	2,90	84,0
50	17,0	35,0	4,26	81,0	110	39,0	37,0	30,27	86,0
51	17,0	32,0	8,23	78,0	112	68,0	31,0	13,81	83,0
52	18,0	31,0	5,25	81,0	113	6,0	32,0	0,00	82,0
53	23,0	38,0	11,14	77,0	114	8,0	34,0	2,90	89,0
54	113,0	44,0	32,96	83,0	115	22,0	33,0	7,23	88,0
55	63,0	34,0	22,87	84,0	116	184,0	35,0	0,00	87,0
56	84,0	33,0	17,06	79,0	117	20,0	38,0	7,90	78,0
57	12,0	36,0	3,01	80,0	118	33,0	31,0	15,04	76,0
58	12,0	38,0	3,01	76,0	x	x	x	x	x

C.2 Dados dos Agentes Associados aos Contratos Bilaterais Físicos

Os dados referentes aos agentes associados aos contratos bilaterais físicos são fornecidos na Tabela C.4 e na Tabela C.5. Na Tabela C.5 indicam-se para cada carga (ligada ao nó q) as potências e os respectivos geradores (ligados aos nós p) envolvidos nos contratos bilaterais.

Tabela C.4 – Pontos do diagrama de capacidade aproximado e ofertas de ajuste dos geradores associados a contratos bilaterais físicos utilizados na rede teste de 118 nós do IEEE.

nó p	$Pg_p^{\max}$ (MW)	$Qg_p^{\max}$ (Mvar)	Qg_p^a (Mvar)	Qg_p^b (Mvar)	$Qg_p^{\min}$ (Mvar)	Pg_p^{CBtot} (MW)	vg_p^{tol} (%)	Cg_p^{ajt} (€/MW.h)
1	48,0	22,0	14,0	-8,0	-10,0	37,0	15,0	49,0
4	30,0	20,0	12,0	-10,0	-15,0	18,0	22,0	47,0
10	45,0	28,0	21,0	-11,0	-19,0	37,0	30,0	48,0
12	50,0	40,0	25,0	-20,0	-35,0	39,0	30,0	51,0
15	36,0	18,0	13,0	-11,0	-15,0	35,0	21,0	53,0
18	19,0	15,0	10,0	-9,0	-13,0	14,0	25,0	55,0
19	54,0	28,0	19,0	-16,0	-22,0	41,0	20,0	52,0
24	40,0	30,0	21,0	-15,0	-22,0	34,0	24,0	50,0
31	11,0	7,0	5,0	-5,0	-7,0	8,0	22,0	54,0
32	60,0	35,0	20,0	-20,0	-30,0	23,0	25,0	57,0
34	45,0	30,0	18,0	-13,0	-21,0	27,0	25,0	51,0
36	56,0	35,0	20,0	-15,0	-30,0	42,0	17,0	49,0
46	40,0	30,0	14,0	-11,0	-27,0	32,0	30,0	47,0
49	45,0	31,0	17,0	-13,0	-24,0	40,0	25,0	50,0
54	50,0	33,0	20,0	-22,0	-30,0	46,0	22,0	49,0
55	62,0	40,0	30,0	-20,0	-30,0	35,0	18,0	53,0
56	48,0	24,0	16,0	-16,0	-22,0	41,0	20,0	50,0
62	57,0	35,0	25,0	-23,0	-33,0	51,0	25,0	52,0
66	50,0	30,0	20,0	-15,0	-20,0	40,0	23,0	56,0
70	53,0	35,0	25,0	-20,0	-30,0	37,0	24,0	54,0
74	71,0	40,0	28,0	-25,0	-37,0	47,0	22,0	52,0
76	43,0	22,0	17,0	-16,0	-21,0	30,0	17,0	51,0
77	58,0	32,0	24,0	-20,0	-30,0	37,0	27,0	52,0
85	63,0	42,0	33,0	-22,0	-35,0	41,0	23,0	53,0
92	55,0	38,0	23,0	-22,0	-28,0	38,0	24,0	55,0
101	45,0	30,0	20,0	-15,0	-30,0	22,0	16,0	52,0
104	50,0	40,0	29,0	-26,0	-34,0	34,0	22,0	50,0
105	35,0	22,0	14,0	-12,0	-18,0	29,0	25,0	52,0
110	45,0	26,0	18,0	-17,0	-22,0	33,0	30,0	54,0

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela C.5 – Contratos bilaterais físicos de potência activa (programa inicial) e ofertas de ajuste das cargas utilizados na rede teste de 118 nós do IEEE.

nó q	Pc_q^{CBtot} (MW)	Qc_q (Mvar)	Contratos Bilaterais efectuados com Produtores (nó p)						Cc_q^{ajt} (€/MW.h)
			nó p	Pg_p^{CB1} (MW)	nó p	Pg_p^{CB2} (MW)	nó p	Pg_p^{CB3} (MW)	
1	34,0	6,90	10	15,0	12	10,0	24	9,0	71,0
2	34,0	9,92	10	10,0	12	13,0	24	11,0	59,0
3	27,0	3,85	1	15,0	19	8,0	32	4,0	66,0
4	42,0	10,53	10	12,0	12	16,0	24	14,0	65,0
6	21,0	4,26	4	5,0	15	8,0	32	8,0	67,0
7	37,0	9,27	19	18,0	34	9,0	55	10,0	69,0
13	28,0	5,69	18	3,0	34	11,0	36	14,0	71,0
14	43,0	6,13	1	10,0	55	18,0	56	15,0	65,0
16	39,0	7,92	32	11,0	36	16,0	56	12,0	70,0
17	25,0	8,22	4	6,0	34	7,0	36	12,0	77,0
22	32,0	4,56	55	7,0	70	10,0	77	15,0	74,0
23	28,0	3,99	19	15,0	74	13,0	-	-	76,0
24	28,0	7,02	1	12,0	18	6,0	76	10,0	83,0
35	16,0	4,67	18	5,0	70	11,0	-	-	84,0
50	25,0	3,56	62	16,0	76	9,0	-	-	77,0
51	26,0	5,28	15	16,0	77	10,0	-	-	72,0
53	23,0	3,28	15	11,0	85	12,0	-	-	71,0
57	24,0	9,49	31	2,0	101	8,0	56	14,0	78,0
58	48,0	6,84	62	20,0	74	16,0	77	12,0	67,0
73	24,0	4,87	70	16,0	105	8,0	-	-	71,0
83	33,0	8,27	62	15,0	74	18,0	-	-	74,0
84	26,0	5,28	85	16,0	105	10,0	-	-	78,0
91	38,0	5,41	46	11,0	85	13,0	104	14,0	69,0
93	28,0	7,02	4	7,0	46	13,0	101	8,0	80,0
98	13,0	5,14	31	3,0	104	10,0	-	-	74,0
99	28,0	8,17	46	8,0	101	6,0	110	14,0	72,0
102	42,0	5,98	54	16,0	66	15,0	76	11,0	66,0
108	44,0	6,27	54	17,0	66	12,0	92	15,0	68,0
113	28,0	10,16	31	3,0	49	14,0	92	11,0	71,0
114	38,0	5,41	49	15,0	104	10,0	110	13,0	64,0
116	37,0	12,16	49	11,0	54	13,0	66	13,0	69,0
117	29,0	5,89	92	12,0	105	11,0	110	6,0	68,0

C.3 Compensadores Síncronos

Os dados dos compensadores síncronos correspondem aos dados da Tabela C.6.

Tabela C.6 – Limites de potência reactiva dos compensadores síncronos (rede teste de 118 nós do IEEE).

nó i	$P_i^{CS\ max}$ (MW)	$Q_i^{CS\ min}$ (Mvar)	$Q_i^{CS\ max}$ (Mvar)
21	0	-18,0	16,0
29	0	-20,0	15,0
44	0	-23,0	10,0
71	0	-25,0	30,0
95	0	-30,0	40,0
118	0	-20,0	25,0

C.4 Dados da Rede de Transmissão

Na Tabela C.7, na Tabela C.8, na Tabela C.9 e na Tabela C.10 apresentam-se os dados dos ramos da rede teste de 118 nós do IEEE.

Tabela C.7 – Características dos ramos da rede teste de 118 nós do IEEE.

Lk	nó i	nó j	R_{ij} (pu)	X_{ij} (pu)	Y_{ij}^{sh} (pu)	S_{ij}^{max} (MVA)
1	1	2	0,03030	0,09990	0,02540	500,0
2	1	3	0,01290	0,04240	0,01080	500,0
3	2	12	0,01870	0,06160	0,01570	500,0
4	3	5	0,02410	0,10800	0,02840	500,0
5	3	12	0,04840	0,16000	0,04060	500,0
6	4	5	0,00180	0,00800	0,00210	500,0
7	4	11	0,02090	0,06880	0,01750	500,0
8	5	6	0,01190	0,05400	0,01430	500,0
9	5	11	0,02030	0,06820	0,01740	500,0
10	6	7	0,00460	0,02080	0,00550	500,0
11	7	12	0,00860	0,03400	0,00870	500,0
12	8	9	0,00240	0,03050	1,16200	500,0
13	8	30	0,00430	0,05040	0,51400	500,0
14	9	10	0,00260	0,03220	1,23000	500,0
15	11	12	0,00600	0,01960	0,00500	500,0
16	11	13	0,02230	0,07310	0,01880	500,0
17	12	14	0,02150	0,07070	0,01820	500,0
18	12	16	0,02120	0,08340	0,02140	500,0
19	12	117	0,03290	0,14000	0,03580	500,0
20	13	15	0,07440	0,24440	0,06270	500,0
21	14	15	0,05950	0,19500	0,05020	500,0
22	15	17	0,01320	0,04370	0,04440	500,0
23	15	19	0,01200	0,03940	0,01010	500,0
24	15	33	0,03800	0,12440	0,03190	500,0
25	16	17	0,04540	0,18010	0,04660	500,0
26	17	18	0,01230	0,05050	0,01300	500,0
27	17	31	0,04740	0,15630	0,03990	500,0
28	17	113	0,00910	0,03010	0,00770	500,0
29	18	19	0,01120	0,04930	0,01140	500,0
30	19	20	0,02520	0,11700	0,02980	500,0
31	19	34	0,07520	0,24700	0,06320	500,0
32	20	21	0,01830	0,08490	0,02160	500,0
33	21	22	0,02090	0,09700	0,02460	500,0
34	22	23	0,03420	0,15900	0,04040	500,0
35	23	24	0,01350	0,04920	0,04980	500,0
36	23	25	0,01560	0,08000	0,08640	500,0
37	23	32	0,03170	0,11530	0,11730	500,0
38	24	70	0,00220	0,41150	0,10200	500,0
39	24	72	0,04880	0,19600	0,04880	500,0

continua na página seguinte

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela C.8 – Características dos ramos da rede teste de 118 nós do IEEE (continuação).

Lk	nó i	nó j	R_{ij} (pu)	X_{ij} (pu)	Y_{ij}^{sh} (pu)	S_{ij}^{max} (MVA)
40	25	27	0,03180	0,16300	0,17640	500,0
41	26	30	0,00800	0,08600	0,90800	500,0
42	27	28	0,01910	0,08550	0,02160	500,0
43	27	32	0,02290	0,07550	0,01930	500,0
44	27	115	0,01640	0,07410	0,01970	500,0
45	28	29	0,02370	0,09430	0,02380	500,0
46	29	31	0,01080	0,03310	0,00830	500,0
47	30	38	0,00460	0,05400	0,42200	500,0
48	31	32	0,02980	0,09850	0,02510	500,0
49	32	113	0,06150	0,20300	0,05180	500,0
50	32	114	0,01350	0,06120	0,01630	500,0
51	33	37	0,04150	0,14200	0,03660	500,0
52	34	36	0,00870	0,02680	0,00570	500,0
53	34	37	0,00260	0,00940	0,00980	500,0
54	34	43	0,04130	0,16810	0,04230	500,0
55	35	36	0,00220	0,01020	0,00270	500,0
56	35	37	0,01100	0,04970	0,01320	500,0
57	37	38	0,00000	0,03750	0,00000	500,0
58	37	39	0,03210	0,10600	0,02700	500,0
59	37	40	0,05930	0,16800	0,04200	500,0
60	38	65	0,00900	0,09860	1,04600	500,0
61	39	40	0,01840	0,06050	0,01550	500,0
62	40	41	0,01450	0,04870	0,01220	500,0
63	40	42	0,05550	0,18300	0,04660	500,0
64	41	42	0,04100	0,13500	0,03440	500,0
65	42	49	0,07150	0,32300	0,08600	500,0
66	42	49	0,07150	0,32300	0,08600	500,0
67	43	44	0,06080	0,24540	0,06070	500,0
68	44	45	0,02240	0,09010	0,02240	500,0
69	45	46	0,04000	0,13560	0,03320	500,0
70	45	49	0,06840	0,18600	0,04440	500,0
71	46	47	0,03800	0,12700	0,03160	500,0
72	46	48	0,06010	0,18900	0,04720	500,0
73	47	49	0,01910	0,06250	0,01600	500,0
74	47	69	0,08440	0,27780	0,07090	500,0
75	48	49	0,01790	0,05050	0,01260	500,0
76	49	50	0,02670	0,07520	0,01870	500,0
77	49	51	0,04860	0,13700	0,03420	500,0
78	49	54	0,07300	0,28900	0,07380	500,0
79	49	54	0,08690	0,29100	0,07300	500,0
80	49	66	0,01800	0,09190	0,02480	500,0
81	49	66	0,01800	0,09190	0,02480	500,0
82	49	69	0,09850	0,32400	0,08280	500,0
83	50	57	0,04740	0,13400	0,03320	500,0
84	51	52	0,02030	0,05880	0,01400	500,0
85	51	58	0,02550	0,07190	0,01790	500,0
86	52	53	0,04050	0,16350	0,04060	500,0
87	53	54	0,02630	0,12200	0,03100	500,0

continua na página seguinte

Tabela C.9 – Características dos ramos da rede teste de 118 nós do IEEE (continuação).

Lk	nó i	nó j	R_{ij} (pu)	X_{ij} (pu)	Y_{ij}^{sh} (pu)	$S_{ij}^{\max}$ (MVA)
88	54	55	0,01690	0,07070	0,02020	500,0
89	54	56	0,00280	0,00960	0,00730	500,0
90	54	59	0,05030	0,22930	0,05980	500,0
91	55	56	0,00490	0,01510	0,00370	500,0
92	55	59	0,04740	0,21580	0,05650	500,0
93	56	57	0,03430	0,09660	0,02420	500,0
94	56	58	0,03430	0,09660	0,02420	500,0
95	56	59	0,08250	0,25100	0,05690	500,0
96	56	59	0,08030	0,23900	0,05360	500,0
97	59	60	0,03170	0,14500	0,03760	500,0
98	59	61	0,03280	0,15000	0,03880	500,0
99	60	61	0,00260	0,01350	0,01460	500,0
100	60	62	0,01230	0,05610	0,01470	500,0
101	61	62	0,00820	0,03760	0,00980	500,0
102	61	64	0,00000	0,02680	0,00000	500,0
103	62	66	0,04820	0,21800	0,05780	500,0
104	62	67	0,02580	0,11700	0,03100	500,0
105	63	64	0,00170	0,02000	0,21600	500,0
106	64	65	0,00270	0,03020	0,38000	500,0
107	65	68	0,00140	0,01600	0,63800	500,0
108	66	67	0,02240	0,10150	0,02680	500,0
109	68	69	0,00000	0,03700	0,00000	500,0
110	68	81	0,00180	0,02020	0,80800	500,0
111	68	116	0,00030	0,00410	0,16400	500,0
112	69	70	0,03000	0,12700	0,12200	500,0
113	69	75	0,04050	0,12200	0,12400	500,0
114	69	77	0,03090	0,10100	0,10380	500,0
115	70	71	0,00880	0,03550	0,00880	500,0
116	70	74	0,04010	0,13230	0,03370	500,0
117	70	75	0,04280	0,14100	0,03600	500,0
118	71	72	0,04460	0,18000	0,04440	500,0
119	71	73	0,00870	0,04540	0,01180	500,0
120	74	75	0,01230	0,04060	0,01030	500,0
121	75	77	0,06010	0,19990	0,04980	500,0
122	75	118	0,01450	0,04810	0,01200	500,0
123	76	77	0,04440	0,14800	0,03680	500,0
124	76	118	0,01640	0,05440	0,01360	500,0
125	77	78	0,00380	0,01240	0,01260	500,0
126	77	80	0,01700	0,04850	0,04720	500,0
127	77	80	0,02940	0,10500	0,02280	500,0
128	77	82	0,02980	0,08530	0,08170	500,0
129	78	79	0,00550	0,02440	0,00650	500,0
130	79	80	0,01560	0,07040	0,01870	500,0
131	80	81	0,00000	0,03700	0,00000	500,0
132	80	96	0,03560	0,18200	0,04940	500,0
133	80	97	0,01830	0,09340	0,02540	500,0

continua na página seguinte

Novos Mecanismos de Mercado de Energia
Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos

Tabela C.10 – Características dos ramos da rede teste de 118 nós do IEEE (continuação).

Lk	nó i	nó j	R_{ij} (pu)	X_{ij} (pu)	Y_{ij}^{sh} (pu)	S_{ij}^{max} (MVA)
134	80	98	0,02380	0,10800	0,02860	500,0
135	80	99	0,04540	0,20600	0,05460	500,0
136	82	83	0,01120	0,03670	0,03800	500,0
137	82	96	0,01620	0,05300	0,05440	500,0
138	83	84	0,06250	0,13200	0,02580	500,0
139	83	85	0,04300	0,14800	0,03480	500,0
140	84	85	0,03020	0,06410	0,01230	500,0
141	85	86	0,03500	0,12300	0,02760	500,0
142	85	88	0,02000	0,10200	0,02760	500,0
143	85	89	0,02390	0,17300	0,04700	500,0
144	86	87	0,02830	0,20740	0,04450	500,0
145	88	89	0,01390	0,07120	0,01930	500,0
146	89	90	0,05180	0,18800	0,05280	500,0
147	89	90	0,02380	0,09970	0,10600	500,0
148	89	92	0,00990	0,05050	0,05480	500,0
149	89	92	0,03930	0,15810	0,04140	500,0
150	90	91	0,02540	0,08360	0,02140	500,0
151	91	92	0,03870	0,12720	0,03270	500,0
152	92	93	0,02580	0,08480	0,02180	500,0
153	92	94	0,04810	0,15800	0,04060	500,0
154	92	100	0,06480	0,29500	0,04720	500,0
155	92	102	0,01230	0,05590	0,01460	500,0
156	93	94	0,02230	0,07320	0,01880	500,0
157	94	95	0,01320	0,04340	0,01110	500,0
158	94	96	0,02690	0,08690	0,02300	500,0
159	94	100	0,01780	0,05800	0,06040	500,0
160	95	96	0,01710	0,05470	0,01470	500,0
161	96	97	0,01730	0,08850	0,02400	500,0
162	98	100	0,03970	0,17900	0,04760	500,0
163	99	100	0,01800	0,08130	0,02160	500,0
164	100	101	0,02770	0,12620	0,03280	500,0
165	100	103	0,01600	0,05250	0,05360	500,0
166	100	104	0,04510	0,20400	0,05410	500,0
167	100	106	0,06050	0,22900	0,06200	500,0
168	101	102	0,02460	0,11200	0,02940	500,0
169	103	104	0,04660	0,15840	0,04070	500,0
170	103	105	0,05350	0,16250	0,04080	500,0
171	103	110	0,03910	0,18130	0,04610	500,0
172	104	105	0,00990	0,03780	0,00990	500,0
173	105	106	0,01400	0,05470	0,01430	500,0
174	105	107	0,05300	0,18300	0,04720	500,0
175	105	108	0,02610	0,07030	0,01840	500,0
176	106	107	0,05300	0,18300	0,04720	500,0
177	108	109	0,01050	0,02880	0,00760	500,0
178	109	110	0,02780	0,07620	0,02020	500,0
179	110	111	0,02200	0,07550	0,02000	500,0
180	110	112	0,02470	0,06400	0,06200	500,0
181	114	115	0,00230	0,01040	0,00280	500,0

C.5 Componentes Discretos Considerados

Todos os transformadores com regulação de tensão apresentados na Tabela C.11 têm as suas tomadas expressas através da razão de transformação dadas por $\pm 5,0\%$; $\pm 2,5\%$ e 0% .

Tabela C.11 – Características dos transformadores com regulação de tensão da rede teste de 118 nós do IEEE.

nó i	nó j	REGULAÇÃO		R_{ij} (pu)	X_{ij} (pu)	Y_{ij}^{sh} (pu)	S_{ij}^{max} (MVA)
		Primário	Secundário				
5	8	não	sim	0,00000	0,02670	0,00000	500,0
17	30	sim	não	0,00000	0,03880	0,00000	500,0
25	26	não	sim	0,00000	0,03820	0,00000	500,0
59	63	sim	não	0,00000	0,03860	0,00000	500,0
65	66	não	sim	0,00000	0,03700	0,00000	500,0

A Tabela C.12 apresenta os dados referentes às baterias de condensadores.

Tabela C.12 – Dados das baterias de condensadores da rede teste de 118 nós do IEEE.

nó p	Q_p^C / escalão (Mvar) para $V_n = 1$ pu					I_p^C
	escalão 1 $\tau_p^C = 1$	escalão 2 $\tau_p^C = 2$	escalão 3 $\tau_p^C = 3$	escalão 4 $\tau_p^C = 4$	escalão 5 $\tau_p^C = 5$	
94	25,0	10,0	5,0	5,0	-	estrela
109	30,0	15,0	3,0	-	-	triângulo
115	25,0	25,0	10,0	10,0	5,0	estrela

Os dados das baterias de indutâncias existentes no sistema correspondem aos dados apresentados na Tabela C.13.

Tabela C.13 – Dados das baterias de indutâncias da rede teste de 118 nós do IEEE.

nó q	Q_q^B / escalão (Mvar) para $V_n = 1$ pu							I_q^B
	escalão 1 $\tau_q^B = 1$	escalão 2 $\tau_q^B = 2$	escalão 3 $\tau_q^B = 3$	escalão 4 $\tau_q^B = 4$	escalão 5 $\tau_q^B = 5$	escalão 6 $\tau_q^B = 6$	escalão 7 $\tau_q^B = 7$	
9	20,0	20,0	15,0	15,0	5,0	5,0	5,0	estrela
10	20,0	15,0	15,0	5,0	5,0	-	-	triângulo
38	25,0	25,0	25,0	10,0	10,0	3,0	3,0	triângulo
65	25,0	25,0	10,0	10,0	5,0	-	-	estrela