



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR

NOVAS METODOLOGIAS DE OPTIMIZAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA HIDROTÉRMICOS

JOÃO PAULO DA SILVA CATALÃO
(MESTRE)

DISSERTAÇÃO PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

Orientador: Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano

Co-orientador: Doutor Luís António Fialho Marcelino Ferreira

DEZEMBRO 2006

Tese realizada sob orientação de
Professor Doutor Eng.º Sílvio José Pinto Simões Mariano
e sob co-orientação de
Professor Doutor Eng.º Luís António Fialho Marcelino Ferreira

Respectivamente, Professor Auxiliar do
Departamento de Engenharia Electromecânica da
UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR
e Professor Associado com Agregação do
Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores do
INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO

À Carla Patrícia e aos meus Pais

Resumo

Esta dissertação incide sobre o tema da optimização em sistemas de energia hidrotérmicos, evoluindo no contexto actual de reestruturação do sector eléctrico. Novas metodologias baseadas em optimização não linear e optimização multiobjectivo são propostas, respectivamente, para a exploração de recursos hídricos, tendo em consideração o efeito de queda, e para a exploração de recursos térmicos, tendo em consideração a restrição de emissões, concretizando assim contribuições originais para o progresso no conhecimento. Ainda, é desenvolvida uma ferramenta computacional, baseada em redes neuronais artificiais, para a previsão dos preços da energia eléctrica no apoio à decisão em ambiente competitivo. Os resultados obtidos em casos de estudo realísticos permitem concluir sobre o desempenho das novas metodologias de optimização propostas nesta dissertação.

Palavras-chave

Sistemas de Energia Hidrotérmicos

Reestruturação do Sector Eléctrico

Metodologias de Optimização

Efeito de Queda

Restrição de Emissões

Previsão de Preços

Abstract

This thesis focuses on the optimal scheduling of hydrothermal power systems in view of recent developments on electricity industry restructuring. New methodologies based on nonlinear optimization and multiobjective optimization are proposed for short-term hydro scheduling considering the head change effect and for short-term thermal scheduling considering emission constraints, thus accomplishing original contributions for the progress in the knowledge. Moreover, a computational tool based on artificial neural networks is developed for electricity prices forecasting to support decision making in a competitive environment. The results obtained for realistic case studies illustrate the behaviour of the new optimization methodologies proposed in this thesis.

Keywords

*Hydrothermal Power Systems
Electricity Industry Restructuring
Optimization Methodologies
Head Change Effect
Emission Constraints
Price Forecasting*

Agradecimentos

Ao Professor Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano, Professor Auxiliar no Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, principal responsável como orientador científico, desejo expressar o meu agradecimento pela motivação e orientação da presente dissertação, por ter influenciado decisivamente o meu interesse pelo tema da optimização em sistemas de energia hidrotérmicos, e por direccionar a investigação de acordo com um “fio condutor” coerente e profícuo. Acresce salientar quer o acompanhamento e os incentivos que me proporcionou, quer a convivência amiga com que sempre trabalhámos.

Ao Professor Doutor Luís António Fialho Marcelino Ferreira, Professor Associado com Agregação no Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores do Instituto Superior Técnico, responsável como co-orientador científico, desejo expressar o meu agradecimento pela confiança que depositou em mim, pelos importantes ensinamentos transmitidos, fruto dos seus profundos conhecimentos e da vasta experiência adquirida neste tema, e pela amizade com que sempre me distinguiu.

Ao Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, Professor-coordenador no Departamento de Engenharia Electrotécnica e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, desejo expressar o meu agradecimento pelo espírito crítico e construtivo que me incutiu, pelo empenho e disponibilidade sempre demonstrados, e pela contribuição em discussões que aumentaram a clareza do texto.

Ao Professor Doutor Carlos Manuel Pereira Cabrita, Professor Catedrático, ao Professor Doutor Luís Carlos Carrilho Gonçalves, Professor Associado com Agregação, e ao Professor Doutor José António Menezes Felipe de Souza, Professor Associado, Docentes no Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, desejo expressar o meu agradecimento pelo interesse continuado que mantiveram sobre os resultados do trabalho de investigação.

Ao Professor Doutor José Pedro Sucena Paiva, Professor Catedrático, ao Professor Doutor Pedro Manuel Santos de Carvalho, Professor Auxiliar, e ao Professor Doutor Pedro Alexandre Flores Correia, Professor Auxiliar, Docentes no Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores do Instituto Superior Técnico, desejo expressar o meu agradecimento pela forma como sempre me acolheram na antiga Secção de Energia daquele Instituto.

Ao Professor Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa, Professor-adjunto, ao Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis, Equiparado a Professor-adjunto, e ao Mestre Rui José de Oliveira Nóbrega Pestana, Equiparado a Professor-adjunto, Docentes no Departamento de Engenharia Electrotécnica e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, desejo expressar o meu agradecimento pelo apoio e convivência amiga.

A todos aqueles que contribuíram directa ou indirectamente para a elaboração desta dissertação desejo ainda expressar o meu agradecimento.

Índice

Capítulo 1	Introdução	1
	1.1 Enquadramento	2
	1.2 Motivação	7
	1.3 Estado da arte.....	11
	1.4 Organização do texto	18
	1.5 Notação	20
Capítulo 2	Optimização em Contexto de Reestruturação	21
	2.1 Introdução.....	22
	2.2 Reestruturação do sector eléctrico.....	23
	2.2.1 Regulamentação do sector eléctrico	24
	2.2.2 Liberalização do sector eléctrico	26
	2.2.3 Reestruturação na Península Ibérica	31
	2.3 Optimização da exploração	35
	2.3.1 Planeamento em ambiente centralizado	37
	2.3.2 Planeamento em ambiente competitivo	45
	2.4 Conclusões	53
Capítulo 3	Previsão dos Preços da Energia Eléctrica	54
	3.1 Introdução.....	55
	3.2 Redes neuronais artificiais	58
	3.3 Ferramenta computacional	65
	3.4 Medida do erro de previsão	67
	3.5 Resultados numéricos	69
	3.6 Conclusões	73

Capítulo 4	Optimização da Exploração de Recursos Térmicos	74
4.1	Introdução	75
4.2	Protocolo de Quioto — restrição de emissões	77
4.3	Formulação do problema	82
4.4	Problema de optimização multiobjectivo	91
4.5	Resultados numéricos	94
4.6	Conclusões	102
Capítulo 5	Optimização da Exploração de Recursos Hídricos	103
5.1	Introdução	104
5.2	Eficiência de exploração — efeito de queda	107
5.3	Formulação do problema	110
5.4	Problema de optimização não linear	113
5.5	Resultados numéricos	117
5.6	Conclusões	134
Capítulo 6	Conclusão	135
6.1	Contribuições	136
6.2	Direcções de investigação	139
	Referências Bibliográficas	140

Lista de Figuras

Figura 2.1	Processo de cassação entre as ofertas de compra e venda num mercado eléctrico	28
Figura 2.2	Organigrama do Sistema Eléctrico Nacional	32
Figura 2.3	Diagrama de transição de estados	42
Figura 2.4	Cascata hídrica com dois reservatórios	44
Figura 2.5	Exploração racional de um recurso face ao preço estabelecido pelo mercado eléctrico	50
<hr/>		
Figura 3.1	Estrutura de cada unidade de uma rede neuronal	58
Figura 3.2	Rede neuronal unidireccional com três camadas e uma unidade na camada de saída.....	59
Figura 3.3	Preços médios diários do Mercado Eléctrico Espanhol em 2002	65
Figura 3.4	Preços previstos e preços verificados para a semana de Inverno	70
Figura 3.5	Preços previstos e preços verificados para a semana de Primavera	70
Figura 3.6	Preços previstos e preços verificados para a semana de Verão	71

Figura 3.7	Preços previstos e preços verificados para a semana de Outono	71
<hr/>		
Figura 4.1	Perfil da procura de energia eléctrica	95
Figura 4.2	Produção horária total para as unidades 1 a 6	96
Figura 4.3	Produção horária total para as unidades 7 a 11	96
Figura 4.4	Afectação de unidades para o custo total mínimo	97
Figura 4.5	Afectação de unidades para a emissão total mínima	97
Figura 4.6	Soluções não dominadas da curva de Pareto para $\xi = 1$	99
Figura 4.7	Soluções não dominadas da curva de Pareto para $\xi = 7$	99
Figura 4.8	Soluções não dominadas da curva de Pareto para $\xi = 14$...	100
Figura 4.9	Soluções não dominadas da curva de Pareto para $\xi = 21$...	100
Figura 4.10	Soluções não dominadas da curva de Pareto para $\xi = 28$...	101
<hr/>		
Figura 5.1	Conjunto de curvas características para uma central hídrica.....	107
Figura 5.2	Sistema hidroeléctrico com três reservatórios em cascata	117
Figura 5.3	Afluência ao primeiro reservatório.....	118

Figura 5.4	Perfil dos preços da energia eléctrica.....	118
Figura 5.5	Volume de água nos reservatórios para o Cenário_A1	120
Figura 5.6	Altura de queda entre reservatórios para o Cenário_A1	120
Figura 5.7	Volume de água nos reservatórios para o Cenário_A2	121
Figura 5.8	Altura de queda entre reservatórios para o Cenário_A2	121
Figura 5.9	Volume de água nos reservatórios para o Cenário_A3	122
Figura 5.10	Altura de queda entre reservatórios para o Cenário_A3	122
Figura 5.11	Volume de água nos reservatórios para o Cenário_A4	123
Figura 5.12	Altura de queda entre reservatórios para o Cenário_A4	123
Figura 5.13	Perfil dos preços da energia eléctrica para o Cenário_A5....	124
Figura 5.14	Volume de água nos reservatórios para o Cenário_A5	126
Figura 5.15	Altura de queda entre reservatórios para o Cenário_A5	126
Figura 5.16	Caudal de água turbinado para o Cenário_A5	127
Figura 5.17	Sistema hidroeléctrico com sete reservatórios em cascata	128
Figura 5.18	Afluência aos reservatórios 1 a 6	129
Figura 5.19	Perfil dos preços da energia eléctrica para o Caso_B	130
Figura 5.20	Volume de água nos reservatórios para o Caso_B.....	131
Figura 5.21	Caudal de água turbinado para o Caso_B	132

Lista de Tabelas

Tabela 3.1	Análise estatística do erro de previsão	72
Tabela 3.2	Valor do MAPE para a ferramenta computacional, baseada em redes neurais artificiais, e para a abordagem ARIMA	72
<hr/>		
Tabela 4.1	Parâmetros das unidades, custos de arranque e restrições de potência	94
Tabela 4.2	Resultados comparativos para a afectação de unidades.....	101
<hr/>		
Tabela 5.1	Resultados comparativos entre as metodologias baseadas em optimização linear e não linear, Cenário_A1 a Cenário_A4	124
Tabela 5.2	Resultados comparativos entre as metodologias baseadas em optimização linear e não linear, Cenário_A5	127
Tabela 5.3	Resultados comparativos entre as metodologias baseadas em optimização linear e não linear, Caso_B.....	133

Lista de Siglas

ARIMA	<i>Auto Regressive Integrated Moving Average</i>
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
CMEC	Custo de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade
CTC	Custo de Transição para a Concorrência
EDP	Electricidade de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUA	Estados Unidos da América
GARCH	<i>Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedastic</i>
GEE	Gases com Efeito de Estufa
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IPCC	<i>International Panel on Climate Change</i>
MAPE	<i>Mean Absolute Percentage Error</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade

MIE	Mercado Interno de Electricidade
NETA	<i>New Electricity Trading Arrangements</i>
OCDE	Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Económico
OMEL	Operador de Mercado Ibérico (pólo Espanhol)
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OMIP	Operador de Mercado Ibérico (pólo Português)
PIB	Produto Interno Bruto
PNAC	Programa Nacional para as Alterações Climáticas
PRE	Produção em Regime Especial
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Rede Eléctrica Nacional
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENV	Sistema Eléctrico não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico Público
UE	União Europeia
WCED	<i>World Commission on Environment and Development</i>

Lista de Símbolos

Índices

k	Índice da hora
i	Índice do recurso
j	Índice do reservatório
m	Índice do tipo de reserva
n	Índice da restrição cumulativa

Constantes e variáveis

K	Número total de horas
I	Número total de recursos
J	Número total de reservatórios
M	Número do tipo de reservas consideradas
N	Número de restrições cumulativas
x_{ik}	Variável de estado para o recurso i na hora k
p_{ik}	Variável correspondente à potência entregue pelo recurso i na hora k
u_{ik}	Variável de controlo ou de decisão para o recurso i na hora k

D_k	Potência determinada pela procura de energia eléctrica na hora k
R_{mk}^{req}	Limite inferior da restrição de capacidade do sistema tipo- m na hora k
H_n^{req}	Limite superior da restrição cumulativa tipo- n
X_i^0	Estado inicial do recurso i
X_i^K	Estado final do recurso i
p_i^{\min}	Potência mínima entregue pelo recurso i
p_i^{\max}	Potência máxima entregue pelo recurso i
η_{ik}	Eficiência do recurso i na hora k
λ_k	Preço da energia eléctrica na hora k
$\bar{\lambda}$	Preço médio da energia eléctrica, durante o horizonte temporal considerado
e_k	Erro de previsão dos preços da energia eléctrica na hora k
\bar{e}	Erro médio, durante o horizonte temporal considerado
ξ	Factor de escala
w	Factor de ponderação
p_{jk}	Potência entregue pela central j na hora k
v_{jk}	Volume de água no reservatório j no final da hora k

v_j^{\min}	Volume mínimo de água no reservatório j
v_j^{\max}	Volume máximo de água no reservatório j
v_{j0}	Volume inicial de água no reservatório j
v_{jK}	Volume final de água no reservatório j
a_{jk}	Afluência ao reservatório j na hora k
q_{jk}	Caudal de água turbinado proveniente do reservatório j na hora k
q_j^{\min}	Caudal mínimo de água turbinado proveniente do reservatório j
q_{jk}^{\max}	Caudal máximo de água turbinado proveniente do reservatório j na hora k
τ_{yj}^q	Tempo que o caudal de água turbinado demora desde o reservatório y até ao reservatório j , em número de horas
s_{jk}	Caudal de água descarregado pelo reservatório j na hora k
τ_{yj}^s	Tempo que o caudal de água descarregado demora desde o reservatório y até ao reservatório j , em número de horas
η_{jk}	Eficiência de exploração associada à central j na hora k
η_j^{\min}	Eficiência mínima de exploração associada à central j
η_j^{\max}	Eficiência máxima de exploração associada à central j

h_{jk} Altura de queda entre o reservatório j e o reservatório imediatamente a jusante, na hora k

h_j^{\min} Altura mínima de queda entre o reservatório j e o reservatório imediatamente a jusante

h_j^{\max} Altura máxima de queda entre o reservatório j e o reservatório imediatamente a jusante

l_{jk} Nível de água no reservatório j , em relação ao mar, na hora k

l_j^{\min} Nível mínimo de água no reservatório j , em relação ao mar

l_j^{\max} Nível máximo de água no reservatório j , em relação ao mar

Funções

C_{ik} Função de custo associada com a afectação do recurso i na hora k

R_{mi} Função que determina a contribuição do recurso i para a restrição de capacidade do sistema tipo- m

H_{ni} Função que determina a contribuição do recurso i para a restrição cumulativa tipo- n

A_{ik} Função de estado associada a cada recurso i na hora k

P_{ik} Função de despacho associada a cada recurso i na hora k

E_{ik} Função de emissão associada com a afectação do recurso i na hora k

L	Função de Lagrange
q	Função dual de Lagrange
Ψ_j	Função que determina o valor económico futuro da água armazenada no reservatório j

Vectores e matrizes

λ	Vector cujas coordenadas correspondem ao preço da energia eléctrica em cada hora k
x	Vector das variáveis de estado
p	Vector das variáveis contínuas de decisão
u	Vector das variáveis discretas de decisão
g	Vector do gradiente
e	Vector dos erros
z	Vector das variáveis de fluxo
z^{\min}	Vector dos limites mínimos associados às variáveis de fluxo
z^{\max}	Vector dos limites máximos associados às variáveis de fluxo
b^{\min}	Vector dos limites mínimos para as restrições
b^{\max}	Vector dos limites máximos para as restrições
H	Matriz Hessiana

J	Matriz Jacobiana
I	Matriz identidade
A	Matriz dos coeficientes das restrições

Conjuntos

\mathcal{F}_{ik}	Conjunto das decisões admissíveis para o recurso i na hora k
\mathcal{H}_n	Conjunto de todos os recursos com restrições cumulativas tipo- n
\mathcal{U}_{ik}	Conjunto das variáveis de controlo admissíveis para o recurso i na hora k
\mathcal{P}_{ik}	Conjunto das potências admissíveis para o recurso i na hora k
\mathcal{Y}_j	Conjunto de reservatórios imediatamente a montante do reservatório j
O	Conjunto de soluções não dominadas

CAPÍTULO

1

Introdução

Neste capítulo é apresentada uma introdução ao tema da optimização em sistemas de energia hidrotérmicos, evoluindo no contexto actual de reestruturação do sector eléctrico. Apresenta-se o enquadramento da investigação, a motivação para abordar o tema, e o estado da arte. Ainda, é descrita a forma como o texto está organizado e a notação utilizada nesta dissertação.

1.1 Enquadramento

Esta dissertação incide sobre o tema da optimização em sistemas de energia hidrotérmicos, evoluindo no contexto actual de reestruturação do sector eléctrico. Novas metodologias baseadas em optimização não linear e optimização multiobjectivo são propostas, respectivamente, para a exploração de recursos hídricos, tendo em consideração o efeito de queda, e para a exploração de recursos térmicos, tendo em consideração a restrição de emissões. Ainda, é desenvolvida uma ferramenta computacional, baseada em redes neuronais artificiais, para a previsão dos preços da energia eléctrica no apoio à decisão em ambiente competitivo.

A energia eléctrica está no cerne da sociedade moderna, sendo uma componente essencial do nosso estilo de vida e um factor determinante na competitividade da economia. O contexto actual de reestruturação do sector eléctrico, promovendo a conversão de um monopólio natural num mercado concorrencial e possibilitando a liberdade de escolha do fornecedor de energia eléctrica por parte dos consumidores, introduz a exigência de competitividade nas empresas produtoras.

Um sistema de produção de energia eléctrica é um sistema complexo e de grande dimensão. O objectivo tradicional deste sistema consiste em satisfazer a procura de energia eléctrica de forma racional, permitindo o bom aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis para a produção de energia eléctrica. Para satisfazer a procura de energia eléctrica dispõe-se tipicamente de dois tipos de recursos energéticos, para além da produção em regime especial:

- R1 Recursos hídricos — visam a utilização da energia potencial e cinética da água dos rios.
- R2 Recursos térmicos — visam a utilização quer da energia nuclear resultante da cisão do urânio, quer da energia química contida nos combustíveis de origem fóssil, nomeadamente carvão, petróleo ou gás natural.

A energia eléctrica é um produto com características de produção particulares. Deve ser produzida na altura em que é consumida, atendendo a que o seu armazenamento em larga escala não é economicamente viável. Para que a energia eléctrica esteja sempre disponível, na altura em que é consumida, é fundamental que a operação do sistema de produção seja planeada [Catalão03].

O problema de planeamento operacional consiste em determinar uma sequência de decisões admissíveis para a optimização da exploração dos recursos energéticos disponíveis para a produção de energia eléctrica, durante o horizonte temporal considerado, atendendo às restrições físicas e operacionais de cada recurso. Um recurso sob o ponto vista de programação matemática pode abranger uma unidade, uma central, ou mesmo diversas centrais. O planeamento operacional pode ser dividido basicamente em duas grandes áreas:

- A1 Médio e longo prazo — abrange um horizonte temporal compreendido entre um ou mais anos, tipicamente subdividido em períodos de uma semana ou de um mês. O planeamento é formulado por um problema estocástico, i.e., considera incerteza nos dados.
- A2 Curto prazo — abrange um horizonte temporal compreendido entre um ou mais dias até uma semana, tipicamente subdividido em períodos de meia hora ou de uma hora. O planeamento é formulado por um problema determinístico. Quando o problema envolve incerteza nos dados, por exemplo na afluência aos reservatórios ou nos preços da energia eléctrica, são usados os correspondentes valores previstos.

O curto prazo é a área onde se enquadra o tema desta dissertação. Actualmente, o planeamento operacional de curto prazo obedece a critérios diferentes dos utilizados antes do processo de liberalização verificado nos sectores eléctricos de diversos países da OCDE — Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Económico [IEA02].

A estrutura de monopólio natural para a exploração de recursos hídricos e de recursos térmicos impunha a necessidade de estabelecer sistemas de suporte à decisão em coordenação hidrotérmica para o planeamento operacional de curto prazo [Mariano00, Mendes93, Mendes94]. O problema de coordenação hidrotérmica, historicamente abordado através de técnicas de decomposição [Habibollahzadeh86], visa minimizar o custo total de operação do sistema de energia hidrotérmico, durante o horizonte temporal considerado, de forma a satisfazer a procura de energia eléctrica. Tipicamente, a produção termoeléctrica satisfaz a base do diagrama de cargas, que representa a procura de energia eléctrica durante o horizonte temporal, sendo a produção hidroeléctrica utilizada para cobrir as pontas do diagrama de cargas. Ainda, é necessário prever uma reserva girante, correspondente à diferença entre a procura de energia eléctrica e a potência total disponível, seja para fazer face a variações inesperadas de procura, seja para fazer face a contingências, como por exemplo, indisponibilidades de equipamentos por avaria.

No contexto actual de reestruturação do sector eléctrico o problema clássico de coordenação hidrotérmica não se coloca, atendendo ao desmantelamento do paradigma de integração vertical que promoveu a coexistência de várias empresas produtoras em competição. Nesta dissertação, os recursos hídricos e os recursos térmicos são otimizados separadamente. O desenvolvimento de novas metodologias de optimização, no sentido da maior racionalidade económica na exploração de recursos energéticos, é uma necessidade premente para as empresas produtoras em ambiente competitivo, tendo como objectivo produzir e vender energia eléctrica com o máximo de lucro. Em ambiente competitivo, as consequências económicas das decisões de planeamento operacional adquirem crescente importância, que advém do enorme impacto que uma melhor decisão pode ter nas margens de lucro das empresas produtoras. Assim, um melhor meio computacional para a exploração de recursos energéticos que conduza a um lucro superior representa uma vantagem competitiva para as empresas produtoras.

O espaço de decisão para o operador modificou-se com a reestruturação do sector eléctrico. Esta modificação está relacionada com a alteração do critério determinante para o planeamento operacional de curto prazo: (1) em ambiente centralizado, o planeamento operacional é principalmente determinado pela procura de energia eléctrica, expressa pelo diagrama de cargas, que apresenta forte sazonalidade e tendências bem definidas a um ritmo pautado pela actividade humana, sendo de fácil previsão a curto prazo; (2) em ambiente competitivo, o planeamento operacional é principalmente determinado pelo preço da energia eléctrica, volátil e incerto a curto prazo, influenciado pela aleatoriedade dos jogos de mercado. Esta incerteza introduz um risco suplementar que deve ser gerido da melhor forma pela empresa produtora, sendo que a previsão fiável dos preços da energia eléctrica representa uma vantagem competitiva face à concorrência. Uma ferramenta computacional, baseada em redes neuronais artificiais, é desenvolvida para a previsão dos preços da energia eléctrica no apoio à decisão em ambiente competitivo.

A integração da vertente ambiental na política energética, em particular no sector eléctrico, é revestida de importância crescente na actualidade. As emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) são um dos impactes ambientais mais significativos associados à produção de energia eléctrica resultante da queima de combustíveis fósseis. Perante os novos compromissos internacionais estabelecidos pelo Protocolo de Quioto, os custos provenientes das emissões de GEE devem ser internalizados nas metodologias propostas para o problema de optimização da exploração de recursos térmicos. O elevado número de decisões de natureza discreta e contínua conduzem a um problema de grande dimensão, visto que, todas as unidades disponíveis são consideradas, exigindo um tratamento matemático apropriado para se determinar a melhor combinação. Uma nova metodologia baseada em optimização multiobjectivo, tendo em consideração a restrição de emissões, é proposta com o intuito de incorporar as vertentes económica e ambiental.

A promoção da eficiência energética e das energias renováveis constitui uma importante contribuição para a descarbonização da economia nacional. Os recursos hídricos existentes em Portugal englobam cascatas hídricas constituídas por reservatórios com capacidade de armazenamento reduzida. Devido ao reduzido volume de água nestes reservatórios, a altura de queda pode variar significativamente, tornando a eficiência de exploração sensível à altura de queda — efeito de queda. Assim, a potência entregue tem que ser considerada como uma função não só do caudal de água turbinado, mas também da altura de queda. Este efeito de natureza não linear e a configuração hidráulica em cascata tornam o problema de optimização da exploração de recursos hídricos, respectivamente, mais complexo e de grande dimensão. Uma dificuldade acrescida pode resultar da dependência da altura de queda relativamente ao caudal de água turbinado, sendo que quanto maior é o caudal de água turbinado menor é a altura de queda devido à elevação da cota de jusante. Uma nova metodologia baseada em optimização não linear, tendo em consideração o efeito de queda, é proposta com o intuito de aumentar a eficiência de exploração destes recursos hídricos.

1.2 Motivação

O sistema electroprodutor nacional é caracterizado actualmente por uma acentuada dependência externa dos combustíveis fósseis e por uma elevada intensidade energética do Produto Interno Bruto (PIB), que traduz a quantidade de energia necessária para produzir riqueza. Esta intensidade para Portugal, sendo uma das mais elevadas na União Europeia (UE), resulta não só de um problema estrutural da economia nacional, mas também da menor eficiência de exploração do sistema electroprodutor nacional no que respeita aos recursos endógenos e renováveis, como por exemplo, os recursos hídricos.

O aumento da procura de energia eléctrica, determinado pela exigência de crescimento dos níveis de bem-estar, conjuntamente com uma afluência hídrica reduzida, agrava a dependência externa dos combustíveis fósseis para a produção de energia eléctrica, com consequências ao nível das emissões de GEE. As crescentes preocupações ambientais, estabelecidas pelo Protocolo de Quioto e no sentido da limitação das emissões de GEE, implicam novas restrições na optimização da exploração de recursos térmicos.

Assim, surgem novos desafios ao sistema electroprodutor nacional:

- D1 o aumento da eficiência energética;
- D2 a promoção das energias endógenas e renováveis;
- D3 a diminuição da dependência externa dos combustíveis fósseis;
- D4 a salvaguarda do meio ambiente.

O Programa E4 — Programa de Eficiência Energética e Energias Endógenas, aprovado em Conselho de Ministros a 27 de Setembro de 2001, e o Programa PNAC — Programa Nacional para as Alterações Climáticas, aprovado em Conselho de Ministros a 28 de Abril de 2003, constituem evidência da preocupação crescente ao nível da política energética nacional, por um lado, com a eficiência energética e, por outro lado, com as alterações climáticas.

O planeamento operacional de curto prazo representa uma actividade importante para as empresas produtoras, que requer não só recursos humanos multidisciplinares e altamente especializados, mas também meios computacionais que permitam criar sistemas de informação com excelência para o suporte das decisões. Para uma exploração racional dos recursos energéticos disponíveis para a produção de energia eléctrica, o uso exclusivo da perspectiva heurística, baseada na experiência e criatividade dos engenheiros de planeamento operacional, é manifestamente não adequado na actualidade, nomeadamente considerando a competitividade das empresas produtoras aliada ao desejo de se conseguirem decisões óptimas.

A motivação para abordar o tema da optimização em sistemas de energia hidrotérmicos advém da necessidade de dar resposta aos novos desafios que a reestruturação do sector eléctrico veio trazer às empresas produtoras. Assim, esta dissertação trata um tema de investigação com grande interesse e importância na actualidade, que visa o desenvolvimento de novas metodologias de optimização no sentido da maior racionalidade económica na exploração de recursos hídricos, promovendo o aumento da eficiência de exploração, e de recursos térmicos, incorporando as vertentes económica e ambiental.

A previsão fiável dos preços da energia eléctrica é de crucial importância para as empresas produtoras em ambiente competitivo. As abordagens propostas para a previsão dos preços da energia eléctrica têm sido baseadas em séries temporais [Nogales02] e em inteligência artificial, nomeadamente redes neuronais artificiais [Szkuta99]. Para o Mercado Eléctrico Espanhol as abordagens propostas têm sido baseadas apenas em séries temporais, em particular na abordagem ARIMA — *Auto Regressive Integrated Moving Average* [Contreras03]. Assim, surge a motivação para o desenvolvimento de uma ferramenta computacional, baseada em redes neuronais artificiais, para a previsão dos preços do Mercado Eléctrico Espanhol, sendo avaliada a exactidão na previsão comparativamente à abordagem ARIMA.

A otimização da exploração de recursos térmicos enfrenta novos desafios estabelecidos pelo Protocolo de Quioto no respeitante à limitação das emissões de GEE. A restrição de emissões tem sido considerada principalmente no problema de despacho económico [Abido03a, Dhillon00, Huang03, Muslu04]. O problema de despacho económico visa determinar unicamente a produção de energia eléctrica atribuída a cada unidade em serviço. Este problema não decide sobre quais as unidades que devem entrar em produção e quando, i.e., afectadas. O problema de afectação de unidades visa estabelecer um mapa de operações factível para cada unidade disponível num sistema de produção de energia eléctrica, durante o horizonte temporal considerado, de forma a satisfazer as restrições impostas pelo sistema. Este problema, numa hierarquia decrescente dos prazos, está localizado imediatamente depois do planeamento de médio prazo e antes do problema de despacho económico, pelo que também se denomina de pré-despacho. Se não é considerada a restrição de emissões no problema de afectação de unidades, uma unidade de custo reduzido, mas excessivamente poluente, pode ser privilegiada na afectação [Gjengedal96]. Assim, surge a motivação para o desenvolvimento de uma nova metodologia baseada em optimização multiobjectivo para a exploração de recursos térmicos, tendo em consideração a restrição de emissões.

A otimização da exploração de recursos hídricos enfrenta novos desafios no sentido da melhoria da eficiência de exploração [Ponrajah98]. O problema do efeito de queda na optimização tem sido tipicamente desprezado ou simplificado em metodologias anteriores [Piekutowski94]. Nessas metodologias, baseadas em optimização linear, a potência entregue é representada por uma função afim do caudal de água turbinado. Contudo, a potência entregue depende não só do caudal de água turbinado, mas também da altura de queda [Ni99]. Assim, surge a motivação para o desenvolvimento de uma nova metodologia baseada em optimização não linear para a exploração de recursos hídricos, tendo em consideração o efeito de queda.

A dissertação faz a apresentação das contribuições originais mais significativas para o sucesso das seguintes tarefas:

- T1 Previsão dos preços da energia eléctrica com uma maior exactidão e um tempo de computação reduzido.
- T2 Inclusão da restrição de emissões na optimização da exploração de recursos térmicos.
- T3 Inclusão do efeito de queda na optimização da exploração de recursos hídricos.

A descrição pormenorizada dos aspectos computacionais das técnicas de optimização utilizadas para a resolução dos diversos subproblemas, que são hoje amplamente aceites pela comunidade científica e se encontram largamente difundidas em literatura especializada, sai fora do âmbito desta dissertação. Tal abordagem, no âmbito desta dissertação, não enriqueceria a informação compreendida nas publicações referenciadas no texto.

1.3 Estado da arte

A optimização em sistemas de energia hidrotérmicos, nomeadamente o modo de operação eficiente e económico a curto prazo de recursos hídricos e de recursos térmicos, vem constituindo um tema de permanente investigação desde a década de sessenta [Mendes94], devido à crescente complexidade dos problemas e aos benefícios económicos resultantes do uso da melhor solução possível — solução óptima. As empresas produtoras têm hoje que encarar os seus investimentos com maior racionalidade económica para fazer face à concorrência no contexto actual de reestruturação do sector eléctrico, visando o bom aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis para a produção de energia eléctrica. Na referência [Cohen87] pode ser encontrada uma descrição detalhada sobre o estado da arte referente ao tema até meados da década de oitenta. Assim, é dada preferência na revisão bibliográfica a referências com data posterior. Seguidamente, é apresentada uma perspectiva histórica dos assuntos abordados nesta dissertação.

Previsão dos preços da energia eléctrica

A previsão dos preços da energia eléctrica assumiu importância relevante no final da década de noventa, tendo sido propostas diversas abordagens para essa previsão. Em geral, dois tipos de abordagens podem ser utilizados para a previsão dos preços da energia eléctrica: (1) séries temporais; (2) inteligência artificial. As abordagens baseadas em séries temporais [Nogales02], em particular a abordagem AR — *Auto Regressive* [Fosso99] e a abordagem ARIMA — *Auto Regressive Integrated Moving Average* [Contreras03, Zhou06], podem ser muito exactas, mas requerem vasta informação e o tempo de computação é geralmente elevado [Rodriguez04]. Ainda, a abordagem GARCH — *Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedastic* [Garcia05] e a abordagem Wavelet-ARIMA [Conejo05a] foram propostas com o intuito de melhorar o desempenho das abordagens anteriores.

As abordagens baseadas em inteligência artificial, nomeadamente redes neuronais artificiais e lógica difusa, são comparativamente às anteriores menos exigentes no que respeita ao tempo de computação. Em particular, as redes neuronais artificiais, utilizadas com sucesso para a previsão da procura de energia eléctrica [Hippert01, Saini02], são também utilizadas para a previsão dos preços da energia eléctrica [González05, Szkuta99, Wang98, Yamin04a, Zhang03, Zhang05]. Ainda, abordagens híbridas neuro-difusas foram propostas, procurando conjugar as vantagens das redes neuronais artificiais com as da lógica difusa [Amjady06, Hong02, Hong05, Rodriguez04].

Optimização da exploração de recursos térmicos

Diversas metodologias têm sido propostas na procura da solução óptima para o problema de optimização da exploração de recursos térmicos, nomeadamente para o problema de afectação de unidades [Padhy04].

A programação dinâmica foi uma das primeiras metodologias utilizadas para a resolução do problema de afectação de unidades [Snyder87]. A utilização da programação dinâmica permite abordar problemas não convexos e não lineares, assegurando a obtenção da solução óptima. A desvantagem da utilização da programação dinâmica advém da necessidade de se proceder a uma discretização, sendo exigente em termos de capacidade de memória e tempo de computação. Esta desvantagem evolui de forma exponencial com a dimensão do problema e cedo atinge um nível que torna impossível a sua computação, o que constitui a denominada maldição da dimensionalidade, *curse of dimensionality* na literatura anglo-saxónica, associada à programação dinâmica. A aplicação de heurísticas à programação dinâmica permite reduzir o tempo de computação, deixando contudo de assegurar a obtenção da solução óptima. Portanto, a utilização da programação dinâmica só é possível para problemas de dimensão reduzida devido à natureza de enumeração explícita desta metodologia, em que todas as possíveis decisões são testadas, sendo posteriormente escolhidas as melhores decisões.

Dado que não é viável a enumeração de todas as combinações possíveis, uma forma tradicional simples de resolver o problema de afectação de unidades consiste em afectar as diversas unidades de acordo com a ordem de mérito, uma grandeza relacionada com a eficiência energética das unidades. Nas referências [Lee88, Tong91] foi proposta uma metodologia heurística para a resolução deste problema, que na essência recorre à elaboração de uma lista de recursos por ordem de mérito. Esta metodologia heurística tem a vantagem da simplicidade, mas apresenta algumas deficiências que advêm principalmente do facto do carácter dinâmico do problema não ser convenientemente abordado. Nas referências [Hobbs88, Ouyang91] foi proposto que o problema seja resolvido recorrendo à programação dinâmica e, para obviar à maldição da dimensionalidade, é primeiro elaborada uma lista de recursos por ordem de mérito, deixando contudo de assegurar a obtenção da solução óptima.

Metodologias baseadas em inteligência artificial, nomeadamente redes neuronais artificiais [Ouyang92, Sasaki92, Walsh97], algoritmos genéticos [Arroyo02, Kazarlis96, Maifeld96, Swarup02], lógica difusa [El-Saadawi04, Saneifard97] e arrefecimento simulado [Mantawy98, Zhuang90], foram também propostas para a resolução do problema de afectação de unidades. Embora estas metodologias se apresentem como prometedoras para a resolução do problema, importa realçar que estas metodologias enfrentam a dificuldade de encontrar a solução óptima e apresentam tipicamente elevados tempos de computação.

De entre todas as metodologias utilizadas para a resolução do problema de afectação de unidades, a que encontrou maior adesão, quer devido à sua exequibilidade, quer devido aos bons resultados a que conduz, foi a metodologia baseada na relaxação Lagrangeana [Virmani89, Zhuang88]. A vantagem mais relevante que resulta da utilização desta metodologia reside na decomposição do problema em subproblemas. Assim, a afectação de unidades é obtida pela resolução dos subproblemas associados a cada uma das unidades, sendo as unidades optimizadas individualmente.

O termo relaxação está relacionado com o princípio básico da metodologia baseada na relaxação Lagrangeana, que consiste em ignorar as restrições do tipo global e penalizar a sua violação na função objectivo de forma linear recorrendo a multiplicadores, denominados de multiplicadores de Lagrange ou preços sombra. O processo de resolução do problema actualiza iterativamente os multiplicadores de Lagrange de forma proporcional à violação das restrições correspondentes, até que seja encontrada uma solução que satisfaça um critério de paragem previamente definido. A metodologia baseada na relaxação Lagrangeana não apresenta a desvantagem da maldição da dimensionalidade típica da programação dinâmica, visto que, as exigências em termos de capacidade de memória e tempo de computação evoluem em proporcionalidade directa com a dimensão do problema, apresentando características apropriadas aos problemas reais. Ainda, a descrição das restrições de carácter dinâmico é formalmente bem enquadrada nesta metodologia.

A referência [Ferreira89] é uma referência base à utilização da metodologia baseada na relaxação Lagrangeana para a resolução do problema de afectação de unidades. Desde então, a maioria dos investigadores tem vindo a contribuir com sucessivos refinamentos e aperfeiçoamentos desta metodologia [Li97a, Peterson95, Ruzic91, Svoboda97], com maior ou menor sucesso. A maior parte do esforço de investigação tem incidido no melhoramento da solução do problema obtida por esta metodologia, que é uma solução sub-ótima e por vezes não fazível. O grau de exactidão da solução encontrada comparativamente à solução óptima é denominado de salto de dualidade, *duality gap* na literatura anglo-saxónica. As referências [Cheng00, Takriti00] incluem a utilização de outras metodologias, respectivamente, baseadas em algoritmos genéticos e em optimização linear inteira-mista, no refinamento da solução encontrada pela metodologia baseada na relaxação Lagrangeana. Outros investigadores utilizam a função de Lagrange aumentada [Batut92, Wang95], penalizando a violação das restrições do tipo global de forma quadrática.

A metodologia baseada na relaxação Lagrangeana, embora desenvolvida para resolver problemas de planeamento em ambiente centralizado, permite uma analogia com um funcionamento de mercado em que cada empresa produtora se propõe produzir consoante os preços que o mercado lhe oferece, que na analogia são os multiplicadores de Lagrange determinados pela solução do problema dual [Allen99, Arroyo00, Attaviriyapap03, Li05, Richter00, Shahidehpour02, Yamin04b].

Perante os novos compromissos internacionais estabelecidos pelo Protocolo de Quioto, os custos provenientes das emissões de GEE devem ser internalizados nas metodologias propostas para a optimização da exploração de recursos térmicos. A restrição de emissões tem sido considerada principalmente no problema de despacho económico, onde existe um número considerável de referências bibliográficas recentes [Abido03a, Abido03b, Chen04, Chiang05, Dhillon00, Hota04, Huang02, Huang03, Muralidharan06, Muslu04, Song97, Wang02, Wong98]. Para o problema de afectação de unidades as referências são em número menos significativo e menos recentes [Abdul-Rahman96, Bai97, Gjengedal96, Kuloor92, Srinivasan96, Srinivasan97, Wang95]. Contudo, a criação do mecanismo de comércio de emissões renovou o interesse na consideração das emissões no problema de afectação de unidades [Lu05, Mendes04, Pulgar-Painemal05].

Optimização da exploração de recursos hídricos

Tal como na optimização da exploração de recursos térmicos, foi também a programação dinâmica uma das primeiras metodologias utilizadas para a resolução do problema de optimização da exploração de recursos hídricos [Amado87, Chang90, Lyra95]. A utilização da programação dinâmica para a resolução do problema permite obter a solução óptima. Contudo, a maldição da dimensionalidade implica que a sua utilização só seja possível para problemas de dimensão reduzida.

Para a optimização da exploração de recursos hídricos que envolvam cascatas hídricas e que conduzam a problemas de grande dimensão, a programação dinâmica deixou de ser utilizada, permanecendo ainda quando se trate de resolver problemas ou subproblemas cuja dimensão não constitua impedimento à sua utilização [Arce02, Li97b].

A programação linear em rede [Hreinsson88] foi proposta como alternativa à programação dinâmica, tendo despertado interesse nos investigadores pelo facto de uma cascata hídrica ter uma estrutura que pode ser matematicamente modelada por uma rede de fluxos, o que torna esta alternativa apropriada ao problema de optimização da exploração de recursos hídricos. A programação linear em rede acomoda facilmente várias restrições, tais como, o balanço da água para cada reservatório, limites mínimos e máximos do volume de água nos reservatórios, e tempo de trânsito hídrico. A programação linear em rede proporciona códigos eficientes e robustos, comercializados e facilmente à disposição dos utilizadores. Contudo, a programação linear em rede apresenta a desvantagem de não permitir a consideração correcta das curvas características de potência entregue versus caudal de água turbinado para as centrais hídricas, tipicamente curvas não lineares e não convexas.

Existem aproveitamentos hidroeléctricos onde a potência entregue tem que ser considerada função não só do caudal de água turbinado, mas também da altura de queda. O facto da potência entregue ser uma função do caudal de água turbinado e da altura de queda implica a utilização de metodologias baseadas em optimização não linear [Brannlund86, Brannlund88, Lidgate88, Qing88]. Contudo, estas metodologias eram mais exigentes no que respeita ao tempo de computação, comparativamente à programação linear em rede, embora permitam uma representação mais aproximada e fidedigna da realidade. Assim, o problema continuou a ser abordado através da programação linear em rede [Franco94, Habibollahzadeh90, Johannesen91, Oliveira05, Piekutowski94, Wood96].

Mais recentemente, a metodologia baseada em otimização linear inteira-mista foi utilizada para a resolução do problema de otimização da exploração de recursos hídricos [Chang01, Conejo02, Guan97, Guan99, Nilsson96, Parrilla06], usufruindo das vantagens da programação linear em rede e, simultaneamente, permitindo considerar a existência de zonas proibidas, i.e., valores de potência para os quais não se pode manter a turbina hídrica em funcionamento. Contudo, a discretização das curvas características de potência entregue versus caudal de água turbinado, utilizada nesta metodologia para considerar as variações da altura de queda, requer um incremento significativo na capacidade de memória e no tempo de computação.

Metodologias baseadas em inteligência artificial, nomeadamente redes neurais artificiais [Liang94, Liang96, Naresh00, Naresh02] e algoritmos genéticos [Cau02, Chen96, Leite02], foram também utilizadas para a resolução do problema de otimização da exploração de recursos hídricos. Embora estas metodologias se apresentem como prometedoras para a resolução deste problema, apenas podem ser encontradas soluções sub-óptimas devido às heurísticas utilizadas no processo de decisão, para além da desvantagem do elevado tempo de computação.

A evolução tecnológica no final da década de noventa, ao nível da capacidade de cálculo dos computadores e do desempenho dos *solvers*, deu uma nova ênfase à utilização de metodologias baseadas em otimização não linear para a resolução do problema de otimização da exploração de recursos hídricos [Ni99, Pursimo98]. As metodologias baseadas em otimização não linear permitem uma representação mais aproximada e fidedigna da realidade, comparativamente à programação linear em rede, apresentando hoje em dia tempos de computação aceitáveis.

1.4 Organização do texto

O texto da dissertação está organizado em seis capítulos. O [Capítulo 2](#) é destinado à optimização em contexto de reestruturação. O [Capítulo 3](#) é destinado à previsão dos preços da energia eléctrica. O [Capítulo 4](#) e o [Capítulo 5](#) são destinados, respectivamente, à optimização da exploração de recursos térmicos e de recursos hídricos. O [Capítulo 6](#) conclui a dissertação. Seguidamente, é apresentada uma descrição mais detalhada do conteúdo de cada capítulo.

No [Capítulo 2](#) é realizada uma revisão ao processo de reestruturação do sector eléctrico, particularizando nesta revisão a reestruturação na Península Ibérica. A optimização em sistemas de energia hidrotérmicos é abordada no contexto actual de reestruturação do sector eléctrico, usando uma interpretação económica da metodologia baseada na relaxação Lagrangeana.

No [Capítulo 3](#) é apresentada a ferramenta computacional, baseada em redes neuronais artificiais, desenvolvida para a previsão dos preços da energia eléctrica. Apresentam-se os resultados numéricos obtidos e conclui-se sobre a exactidão na previsão dos preços comparativamente à abordagem ARIMA.

No [Capítulo 4](#) é enunciado e descrito o problema de optimização da exploração de recursos térmicos. Uma nova metodologia baseada em optimização multiobjectivo é proposta para a resolução deste problema tendo em consideração a restrição de emissões. Apresentam-se os resultados numéricos obtidos e conclui-se sobre o desempenho da nova metodologia proposta.

No [Capítulo 5](#) é enunciado e descrito o problema de optimização da exploração de recursos hídricos. Uma nova metodologia baseada em optimização não linear é proposta para a resolução deste problema tendo em consideração o efeito de queda. Apresentam-se os resultados numéricos obtidos e conclui-se sobre o desempenho da nova metodologia proposta.

No [Capítulo 6](#) são apresentadas as contribuições originais desta dissertação sobre o tema da optimização em sistemas de energia hidrotérmicos. Ainda, são apontadas algumas direcções para futuro desenvolvimento de trabalho de investigação.

1.5 Notação

Em cada um dos capítulos desta dissertação é utilizada a notação mais usual na literatura especializada, harmonizando, sempre que possível, aspectos comuns a todos os capítulos. Contudo, quando necessário, em cada um dos capítulos é utilizada uma notação apropriada. As expressões matemáticas, figuras e tabelas são identificadas com referência ao capítulo em que são apresentadas e são numeradas de forma sequencial no capítulo respectivo, sendo a numeração reiniciada quando se transita para o capítulo seguinte. A identificação de expressões matemáticas é efectuada através de parênteses curvos () e a identificação de referências bibliográficas é efectuada através de parênteses rectos [].

CAPÍTULO

2

Optimização em Contexto de Reestruturação

Neste capítulo é realizada uma revisão ao processo de reestruturação do sector eléctrico, particularizando nesta revisão a reestruturação na Península Ibérica. A optimização em sistemas de energia hidrotérmicos é abordada no contexto actual de reestruturação do sector eléctrico, usando uma interpretação económica da metodologia baseada na relaxação Lagrangeana.

2.1 Introdução

A reestruturação do sector eléctrico assenta na conversão de um monopólio natural num mercado concorrencial, possibilitando a liberdade de escolha do fornecedor de energia eléctrica por parte dos consumidores. A existência de uma estrutura organizacional monopolista para o sector eléctrico justifica a necessidade de regulamentação, protegendo os consumidores contra os potenciais abusos das empresas concessionárias monopolistas. Esta estrutura monopolista tem vindo a ser alterada desde o final da década de setenta, visando alcançar ganhos de eficiência e baixar o preço da energia eléctrica ao consumidor.

A liberalização do sector eléctrico permite a competição entre empresas produtoras, que oferecem energia numa bolsa de energia eléctrica, podendo ainda ser autorizadas a vender energia directamente a uma entidade compradora através de contratos bilaterais. No contexto de reestruturação e para Portugal o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) assume particular relevo.

A optimização da exploração de recursos energéticos assume importância relevante no contexto actual de reestruturação do sector eléctrico para as empresas produtoras. A optimização em contexto de reestruturação é abordada usando uma interpretação económica da metodologia baseada na relaxação Lagrangeana. Assim, em termos de relaxação Lagrangeana, o problema de planeamento em ambiente centralizado corresponde ao problema primal de Lagrange, visando a minimização do custo total afecto aos recursos envolvidos no planeamento, e o problema de planeamento em ambiente competitivo corresponde ao problema dual de Lagrange, visando a maximização do lucro total auferido com a exploração dos recursos envolvidos no planeamento.

2.2 Reestruturação do sector eléctrico

O sector eléctrico a nível global tem sofrido evoluções, desde a década de setenta, no sentido de introduzir concorrência neste sector, que tradicionalmente era considerado como um monopólio natural. As razões invocadas para manter as empresas eléctricas, quer as nacionalizadas, quer as privadas, como empresas concessionárias monopolistas, eram alicerçadas no carácter estratégico e na natureza de serviço público do fornecimento de energia eléctrica.

Com a introdução de concorrência no sector eléctrico através do processo de liberalização, cujo principal objectivo é baixar o preço da energia eléctrica ao consumidor, assistiu-se à sua reestruturação. Assim, foi estabelecida legislação que veio alterar a estrutura do sector eléctrico, garantindo o acesso livre às redes de transporte e distribuição e possibilitando a concorrência na produção e comercialização.

Em 1982 o Chile foi pioneiro na implementação da reestruturação do sector eléctrico, possibilitando a liberdade de escolha do fornecedor de energia eléctrica por parte dos grandes consumidores. Esta reestruturação alastrou posteriormente a outros países, tais como, Inglaterra e Gales, Países Nórdicos, Espanha e Estados Unidos da América (EUA). Em 1990 foi criada a bolsa de energia eléctrica, *pool* na literatura anglo-saxónica, na Inglaterra e Gales. Em 1991 entrou em funcionamento a bolsa de energia eléctrica na Noruega, tendo sido estendida à Suécia em 1996, dando origem ao primeiro mercado regional eléctrico — *NordPool* — que inclui hoje também a Finlândia e a Dinamarca. Em 1998 entrou em funcionamento a bolsa em Espanha e em várias regiões dos EUA, nomeadamente na Califórnia e na *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection*. Em 2001, foi lançada a criação do MIBEL entre Portugal e Espanha, estando actualmente prevista a sua entrada em actividade em 2007.

2.2.1 Regulamentação do sector eléctrico

A data de 4 de Setembro de 1882 marca o início da indústria dos sistemas de energia eléctrica. Naquela data foi inaugurada a primeira central eléctrica em *Pearl Street*, Nova Iorque, EUA, distribuindo energia eléctrica na forma de corrente contínua que foi utilizada para iluminação. Contudo, a invenção do transformador, que permite variar facilmente o nível de tensão, bem como do motor de indução, que exhibe vantagens em relação ao motor de corrente contínua, resultou na adopção generalizada da corrente alternada [SucenaPaiva05].

A energia eléctrica é essencial para o bem-estar da sociedade, tendo o seu fornecimento sido encarado como um serviço público. Assim, empresas concessionárias monopolistas detinham o exclusivo da produção, comercialização e fornecimento de energia eléctrica através das redes de transporte e distribuição — paradigma de integração vertical em sistemas de energia eléctrica [Hunt96]. O transporte e distribuição eram considerados como um monopólio natural, visto que, não se justificava a duplicação das redes e a tecnologia existente não permitia alternativas a estas infraestruturas. Contudo, a produção e comercialização podem ser potencialmente consideradas actividades competitivas [IEA01].

Durante o paradigma de integração vertical surgiram as centrais e redes de transporte e distribuição de grande porte, o que permitiu a expansão da electrificação ao meio rural e a uniformização dos preços da energia eléctrica. Os argumentos de economia de escala, intrínsecos à tecnologia ou que resultam do regime cooperativo de funcionamento em rede, justificaram este paradigma. Assim, coube às empresas concessionárias monopolistas decidir a operação para a produção e transmissão de energia eléctrica, e até influenciar ou definir o preço pelo qual a energia eléctrica é comercializada, sendo aceitável a externalização dos custos provenientes das emissões de GEE que a queima de combustíveis fósseis pode ocasionar.

A existência de um monopólio natural justifica a necessidade de regulamentação, protegendo os consumidores contra os potenciais abusos das empresas concessionárias monopolistas, tendo esta regulamentação sido realizada pelo poder político ou por uma entidade independente. Os preços de venda da energia eléctrica aos consumidores finais são fixados para obter um volume monetário global que satisfaça as obrigações decorrentes da regulamentação. Ainda, a expansão do sistema de energia eléctrica, por exemplo um novo sistema de produção de energia eléctrica ou um incremento da rede, resulta do planeamento em ambiente centralizado [Santana06].

A regulamentação do sector eléctrico, em virtude de se estar perante um monopólio natural, tem associadas as seguintes consequências:

- C1 os consumidores não têm possibilidade de escolher o fornecedor de energia eléctrica;
- C2 os preços da energia eléctrica resultam de acordos com o poder político ou com entidades independentes;
- C3 existe pouca ênfase no controlo de custos;
- C4 o planeamento é realizado em ambiente centralizado.

A estrutura organizacional monopolista para o sector eléctrico tem vindo a ser alterada desde o final da década de setenta, visando alcançar ganhos de eficiência e baixar o preço da energia eléctrica ao consumidor. Assim, assistiu-se ao processo de liberalização do sector eléctrico, no sentido de introduzir concorrência neste sector. A liberalização do sector eléctrico desmantelou o paradigma de integração vertical, separando as actividades potencialmente competitivas de produção e comercialização, das actividades não competitivas de transporte e distribuição.

2.2.2 Liberalização do sector eléctrico

A indústria dos sistemas de energia eléctrica sofreu significativas transformações nas últimas três décadas. Até 1973, o reduzido custo dos combustíveis e sucessivos progressos na tecnologia para a produção, transmissão e distribuição de energia eléctrica permitiram custos operacionais relativamente diminutos. Assim, a manutenção de um elevado nível de fiabilidade era suportada pela redundância nos equipamentos disponíveis. A crise energética de 1973, na sequência do primeiro choque petrolífero, e a sua repercussão sobre os custos operacionais geraram preocupações e atitudes de cariz económico, até aí não consideradas relevantes. Desde então, tornou-se cada vez mais difícil manter o nível de fiabilidade recorrendo à estratégia utilizada anteriormente, face à nova estrutura de custos e dentro de uma perspectiva económica saudável.

A estrutura organizacional tradicional para o sector eléctrico começou a ser alterada no final da década de setenta nos EUA com a publicação do PURPA — *Public Utility Regulatory Policies Act*, em 1978, que estabeleceu a figura do produtor independente e a obrigação legal das empresas concessionárias monopolistas de aquisição da energia eléctrica dos produtores independentes. Posteriormente, o *Energy Policy Act* de 1992 trouxe a revisão do PURPA, pela inclusão de um conjunto alargado de medidas de conservação de energia e de gestão da procura [SucenaPaiva05].

Na Europa, o processo de liberalização teve início na Inglaterra e Gales com o *Energy Act* de 1983, que também estabeleceu a obrigação legal de aquisição da energia eléctrica dos produtores independentes, a que se seguiu a privatização das empresas eléctricas e a criação de uma bolsa obrigatória de energia eléctrica que entrou em actividade em 1990. Esta estrutura organizacional para o sector eléctrico veio a ser alterada com a criação do NETA — *New Electricity Trading Arrangements*, em 2001, que eliminou a obrigatoriedade na bolsa e permitiu a contratação bilateral entre produtores e consumidores [SucenaPaiva05].

A entrada em funcionamento da bolsa de energia eléctrica na Noruega ocorreu em 1991, tendo sido estendida à Suécia em 1996 — *NordPool* — que posteriormente incluiu a Finlândia em 1998 e a Dinamarca em 2000.

No contexto da criação de um mercado único europeu, a Comissão Europeia tomou a iniciativa de dinamizar o processo de liberalização do sector eléctrico publicando a Directiva 96/92/CE de 19 de Dezembro de 1996 — Mercado Interno de Electricidade (MIE). Constatou a Comissão, por um lado, que as empresas concessionárias monopolistas abusavam da posição dominante e exibiam muitas ineficiências cujos custos eram suportados pelos consumidores finais. Por outro lado, as transacções entre as diversas empresas eram relativamente reduzidas, o que indiciava protecção e ia ao arrepio da criação de um mercado único de bens e serviços. O MIE visa promover a competitividade e eliminar as barreiras às transacções comerciais transfronteiriças, assegurando que os consumidores possam escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica. A energia eléctrica deverá, tanto quanto possível, circular entre Estados-membros tão facilmente como circula em cada um deles.

A liberalização do sector eléctrico permite a competição entre empresas produtoras, que oferecem energia numa bolsa de energia eléctrica, podendo ainda ser autorizadas a vender energia directamente a uma entidade compradora através de contratos bilaterais. Assim, as empresas produtoras têm hoje que encarar os seus investimentos com maior racionalidade económica, visando o bom aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis. Aos consumidores denominados de consumidores elegíveis, por terem um consumo superior a um valor predefinido, foi conferida a possibilidade de adquirirem energia na bolsa de energia eléctrica ou contratar directamente com as empresas produtoras, sendo os restantes consumidores denominados de consumidores cativos. Em Portugal, esse limiar de elegibilidade assumiu o valor de, por exemplo, 9 GWh/ano em 2001, sendo nulo a partir de 2007.

A bolsa de energia eléctrica corresponde a uma entidade onde se estabelecem as ofertas de compra e venda de energia eléctrica perante um agente neutro face aos interesses em conflito, o operador de mercado. Este recebe as ofertas de compra dos distribuidores, comercializadores e consumidores elegíveis, e as ofertas de venda dos produtores. As ofertas são discriminadas para as 24 horas do dia seguinte — mercado diário — *day-ahead market* na literatura anglo-saxónica, indicando tipicamente o preço e a quantidade de energia eléctrica. As transacções resultam de um processo de cassação entre as ofertas de compra e venda, sendo assim determinado o preço de mercado e a quantidade negociada, como é apresentado na [Figura 2.1](#).

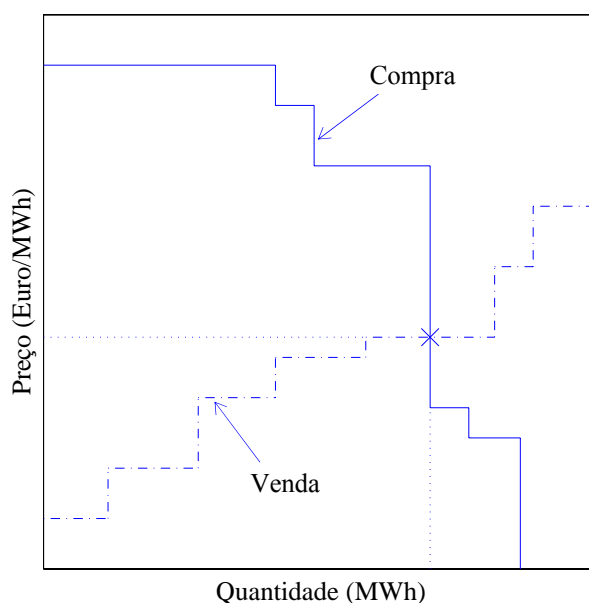


Figura 2.1 – Processo de cassação entre as ofertas de compra e venda num mercado eléctrico. Na figura é assinalado com ‘x’ o equilíbrio de mercado.

O preço de mercado, pago a todos os produtores, é o preço da última oferta seleccionada — preço marginal. Depois de finalizado o processo de cassação do mercado diário, os agentes que não tenham conseguido efectivar as suas intenções de compra ou venda podem efectuar transacções no mercado intra-diário, tendo assim a possibilidade de efectuar as correcções ou os ajustes que acharem convenientes face a alterações de produção ou de consumo.

Os preços de venda aos consumidores finais deveriam reflectir os preços estabelecidos na bolsa de energia eléctrica. Contudo, o poder político, receoso do mercado, tem estabelecido preços de venda aos consumidores finais que não traduzem o comportamento na bolsa, funcionando como preços máximos. A existência em simultâneo da bolsa e de preços máximos de venda aos clientes explicam, em parte, o que se passou na Califórnia. Nestas condições, é o comercializador que suporta os eventuais elevados lucros de produção e, sendo o comercializador independente da produção, ele pode ser conduzido à falência, como aconteceu na Califórnia. Se o comercializador e o produtor de energia eléctrica pertencerem ao mesmo grupo empresarial, tal como acontece em Espanha, não há risco de falência do grupo. O reconhecimento de que o preço estabelecido na bolsa não traduzia as reduções nos custos levou à criação do NETA na Inglaterra e Gales, em 2001, para a realização das transacções de energia, eliminando a obrigatoriedade na bolsa e permitindo os contratos bilaterais [Santana06].

A bolsa de energia eléctrica é condicionada pelos agentes em presença. Por um lado, existe poder de mercado quando o número de agentes do lado da oferta não é suficiente para evitar que alguns agentes possam elevar o preço de mercado acima do preço marginal — mercado oligopolístico. Por outro lado, o preço de mercado é caracterizado por um elevado grau de volatilidade resultante da incerteza competitiva criada, podendo variar de forma drástica.

Assim, na Califórnia, Espanha e Escandinávia encontra-se em vigor uma estrutura dual, onde são permitidos contratos bilaterais, sendo necessária a separação entre o operador de mercado — que organiza e gera as transacções entre os agentes na bolsa, ajustando economicamente a oferta à procura de energia eléctrica, e o operador físico do sistema — que assume a função de despacho em tempo real, assegurando a articulação física entre a produção e o consumo através da gestão das redes de transporte.

Em 2001, a Comissão Europeia apresentou uma proposta de alteração da Directiva 96/92/CE, visando acelerar a abertura do MIE, a qual veio a resultar na publicação da Directiva 2003/54/CE de 26 de Junho de 2003. Esta Directiva visa eliminar a figura de comprador único e exige que os Estados-membros considerem como elegíveis, a partir de 1 de Julho de 2004, todos os consumidores não domésticos e, a partir de 1 de Julho de 2007, todos os outros consumidores, o que requer acesso livre às redes de transporte e distribuição. O fornecedor pode ser um produtor, para os consumidores da maior dimensão, ou pode ser um comercializador, que compra energia eléctrica por grosso e a vende a retalho. Os custos de transacção aumentam, visto que, existem novos intermediários e arranjos comerciais mais complexos, devendo ser compensados pelos ganhos de eficiência proporcionados pelo ambiente competitivo criado.

Os benefícios da liberalização do sector eléctrico podem ser enunciados da seguinte forma:

- B1 os consumidores podem escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica;
- B2 os preços da energia eléctrica tendem a diminuir em consequência do ambiente competitivo criado e do incremento das transacções comerciais transfronteiriças;
- B3 existe um incentivo à redução de custos, visto que, a competição coloca pressão nas margens de lucro das empresas produtoras;
- B4 o planeamento é realizado em ambiente competitivo, visando a exploração racional de recursos.

A integração de mercados eléctricos é um factor catalizador do processo de liberalização, visto que, mitiga o poder de mercado, aumenta a liquidez do mercado integrado, dilui custos fixos das plataformas de transacção e aumenta a eficiência económica global. No âmbito da criação do MIE têm sido constituídos mercados regionais eléctricos na UE. Neste âmbito, surge a integração dos mercados eléctricos na Península Ibérica, que constituirá o MIBEL [Sousa05].

2.2.3 Reestruturação na Península Ibérica

Em Portugal, com a liberalização do sector eléctrico em 27 de Julho de 1995, estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 182/95, a empresa pública monopolista e verticalmente integrada — Electricidade de Portugal (EDP) — foi reestruturada e parcialmente privatizada, promovendo a coexistência de várias empresas em áreas geográficas bem definidas e a separação entre produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.

A evolução do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) originou o Sistema Eléctrico Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI), sendo ambos regulados por uma entidade independente, actualmente denominada Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). O SEP é constituído pelos produtores vinculados — Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade (CPPE) do grupo EDP, Tejo Energia e Turbogás — pela Rede Nacional de Transporte (RNT), pelos distribuidores vinculados e pelos clientes do SEP. O SEI é constituído pelos produtores, distribuidores e clientes do Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV), e pela Produção em Regime Especial (PRE): mini-hídrica, eólica e cogeração [ERSE00]. O organigrama do SEN é apresentado na [Figura 2.2](#).

A ERSE é independente no exercício das suas funções, sem prejuízo dos princípios orientadores da política energética fixados pelo Governo. A ERSE desempenha um papel fundamental na coexistência entre o SEP e o SENV, com lógicas diferenciadas, regulando as actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica no âmbito do SEP, e as relações comerciais entre o SEP e o SENV. O SEP é regido pela lógica centralizada, onde as transacções de energia eléctrica são realizadas a um preço regulado. Contrariamente, o SENV é regido pela lógica de mercado, onde os agentes não têm a garantia prévia de rentabilidade, visto que, estão sujeitos às leis da oferta e da procura de energia eléctrica que determinam o equilíbrio de mercado.

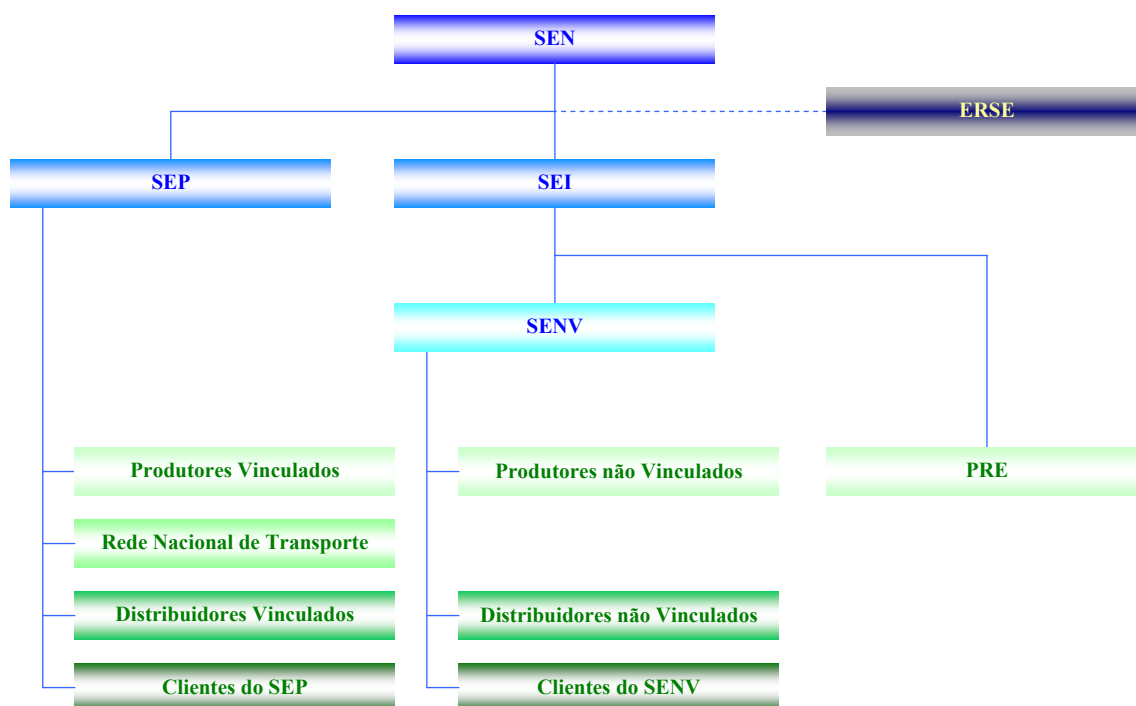


Figura 2.2 – Organograma do Sistema Eléctrico Nacional.

Em 2000, com uma nova fase de privatização da EDP, o Estado Português abdicou da maioria do capital social da empresa, detendo apenas 30% do capital. A Rede Eléctrica Nacional (REN), concessionária da RNT, foi destacada do grupo EDP, ficando maioritariamente na posse do Estado com 70% do capital. A REN assegura o transporte de energia eléctrica e a gestão do SEP, sendo comprador único dos produtores vinculados. Os produtores vinculados estão relacionados comercialmente com a REN através de Contrato de Aquisição de Energia (CAE) de longo prazo, que assegura a amortização dos investimentos efectuados com rentabilidade garantida. Assim, o risco dos produtores fica praticamente reduzido ao risco técnico de operação.

A concorrência na produção era limitada, tendo sido contudo possível a transacção de energia pela REN no Mercado Eléctrico Espanhol. No SENV, a produção e comercialização eram asseguradas por uma empresa do grupo EDP, criada para intervir no mercado, bem como por outras empresas de capitais mistos Luso-Espanhóis.

Em Espanha, a *Ley del Sector Eléctrico* entrou em vigor a 1 de Janeiro de 1998. Esta lei consagra a reestruturação do sector eléctrico Espanhol, visando nomeadamente:

- R1 a redução da intervenção estatal;
- R2 a diferenciação entre actividades reguladas e competitivas;
- R3 a criação de um mercado eléctrico;
- R4 a liberdade de escolha do fornecedor por parte dos consumidores;
- R5 o acesso livre às redes de transporte e distribuição.

Em 14 de Novembro de 2001 foi lançada a criação do MIBEL, estando actualmente prevista a sua entrada em actividade em 2007. O acordo entre Portugal e Espanha para a criação do MIBEL constitui um acto relevante na consolidação do MIE. Assim, a Península Ibérica passará a constituir um novo mercado regional eléctrico na UE, interagindo com o restante espaço europeu através das interligações com a França.

O MIBEL será centrado numa bolsa de energia eléctrica gerida pelo Operador de Mercado Ibérico (OMI), a qual terá dois pólos: um em Portugal — pólo Português do Operador de Mercado Ibérico (OMIP), e outro em Espanha — pólo Espanhol do Operador de Mercado Ibérico (OMEL). Competirá ao OMIP a gestão do mercado a prazo, tutelado pela Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM). Competirá ao OMEL a gestão dos mercados diário e intra-diário — mercado *spot* — tutelado pela *Comisión Nacional de Energía* (CNE). O mercado diário funcionará com ofertas simples, quantidade-preço, e todos os produtores deverão ser remunerados ao preço marginal.

Para que exista concorrência na produção é necessário extinguir o regime de garantia prévia de rentabilidade dos produtores vinculados, i.e., é necessária a cessação dos CAE's, visto que, os CAE's constituem uma barreira à entrada de novos produtores no mercado. Ainda, o papel da REN como comprador único dos produtores vinculados deve ser terminado.

Os custos em que se incorre para pagar a esses produtores vinculados a cessação dos CAE's são denominados de Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC's), em Portugal, e de Custos de Transição para a Concorrência (CTC's), em Espanha [MiraAmaral06].

Os benefícios introduzidos pelo MIBEL são diferentes para produtores e para consumidores. Os benefícios do MIBEL para os produtores são as novas oportunidades de negócio em virtude de se estar perante um mercado alargado e um maior número de potenciais clientes. Os benefícios do MIBEL para os consumidores são uma maior diversidade da oferta e uma possível descida dos preços da energia eléctrica [Sousa05].

Contudo, os consumidores não domésticos deverão ser os principais beneficiados com a criação do MIBEL. Em teoria, todos os consumidores poderão comprar energia eléctrica a partir de 1 de Julho de 2007 no mercado eléctrico, de acordo com a Directiva 2003/54/CE. Na prática, tal poderá não compensar para os consumidores domésticos, dadas as comissões a pagar a comercializadores pelas operações na bolsa de energia eléctrica, pelo que é expectável que a predominância do preço regulado fornecido por distribuidores vinculados se mantenha provisoriamente para os consumidores domésticos.

Para que o MIBEL possa funcionar em pleno é necessário que exista um reforço da capacidade de transporte das linhas de interligação, essencial para que as trocas físicas entre os países se possam efectuar sem congestionamentos, estando assim previsto o reforço das interligações Portugal-Espanha e Espanha-França. Os dois operadores físicos do sistema, que são os proprietários das redes de transporte — REN e *Red Eléctrica de España* (REE) — deverão ser unificados a prazo. Ainda, é necessária uma harmonização da formação dos preços da energia eléctrica à escala ibérica, visto que, a formação dos preços é diferente em Portugal e em Espanha: tipicamente, em Portugal a ERSE fixa os preços, enquanto que em Espanha a CNE propõe os preços e o Governo aprova.

2.3 Optimização da exploração

A energia eléctrica possui características específicas que a distinguem de outras formas de energia. As suas características evidenciam que:

- C1 não é economicamente viável o seu armazenamento em larga escala, sendo consumida após a respectiva produção;
- C2 não possui uma individualidade própria, visto que, injectada na rede num determinado ponto não se distingue da restante;
- C3 não flui nas linhas de transmissão necessariamente pelo percurso mais desejável;
- C4 é simultaneamente um bem e um serviço.

O consumidor tem para com este bem uma expectativa diferente relativamente à que tem com a maioria dos restantes bens. Embora não denuncie atempadamente a procura de energia eléctrica é todavia pouco tolerante com as demoras, não se satisfazendo com interrupções mesmo que sejam momentâneas, e considera as esperas, i.e., falhas, como má qualidade no serviço prestado.

Para que se concretize com sucesso a transacção entre o produtor e o consumidor é necessário que a conversão energética seja planeada de forma cuidada e atempada, para que a energia eléctrica esteja sempre disponível de acordo com a conveniência do consumidor.

A optimização da exploração de recursos energéticos assume importância relevante no contexto actual de reestruturação do sector eléctrico para as empresas produtoras. Por ser necessário avaliar o mérito das diversas metodologias de optimização para a exploração de recursos energéticos, é definida uma medida global de desempenho que caracteriza a bondade de cada decisão tomada durante o horizonte temporal, i.e., uma figura de mérito, denominada na programação matemática de função objectivo.

A função objectivo faz corresponder a cada decisão um número real, permitindo assim comparar diferentes decisões. Uma sequência de decisões que optimize a função objectivo e satisfaça as restrições impostas pelo problema tem o nome de política de decisão óptima.

As restrições caracterizam limites mínimos e máximos, bem como outras possíveis circunstâncias condicionadoras. A potência entregue pelos recursos térmicos, para além da sua própria dinâmica, é condicionada pelas potências mínima e máxima que cada recurso consegue entregar, embora possa também ser restrita durante um horizonte temporal predefinido, em consequência de limitações nas quantidades de combustível disponíveis ou de novas limitações nas emissões de GEE. A potência entregue pelos recursos hídricos é condicionada pelas potências mínima e máxima que cada recurso consegue entregar, pela energia primária disponível, e pela complexidade da dinâmica associada, quer aos reservatórios, quer às cascatas.

A optimização em sistemas de energia hidrotérmicos é abordada no contexto actual de reestruturação do sector eléctrico, usando uma interpretação económica da metodologia baseada na relaxação Lagrangeana. Caso a questão seja a determinação do ínfimo — minimização — o critério que determina a função objectivo pode ser interpretado como um custo. Caso a questão seja a determinação do supremo — maximização — o critério que determina a função objectivo pode ser interpretado como um lucro. O problema de planeamento em ambiente centralizado corresponde ao problema primal de Lagrange, visando a minimização do custo total afecto aos recursos envolvidos no planeamento. O problema de planeamento em ambiente competitivo corresponde ao problema dual de Lagrange, visando a maximização do lucro total auferido com a exploração dos recursos envolvidos no planeamento.

2.3.1 Planeamento em ambiente centralizado

O planeamento dos meios de produção, anterior à liberalização do sector eléctrico, é realizado em ambiente centralizado por um operador que possui o completo conhecimento dos custos operacionais das várias centrais e das restrições operacionais do sistema. Os custos dos combustíveis foram relativamente estáveis e previsíveis, as características das centrais permaneciam inalteradas, e todas as centrais eram envolvidas no planeamento, exceptuando as centrais indisponíveis por avaria [Dunn95].

O planeamento em ambiente centralizado é principalmente determinado pela procura de energia eléctrica, que apresenta forte sazonalidade e tendências bem definidas a um ritmo pautado pela actividade humana. Podem distinguir-se tendências para: (1) ciclos de procura sazonais, relacionados com consumos domésticos dos quais se realça a climatização do ambiente; (2) ciclos semanais, com redução da procura nos fins-de-semana ligada à diminuição da actividade humana nas suas componentes comercial e industrial; (3) ciclos diários, com redução da procura durante a noite e aumento ao longo da manhã até à tarde.

Ao longo desta subsecção são seguidas algumas das ideias metodológicas da sistematização proposta na referência [Ferreira89], que serviu de base a numerosas publicações a ela subsequentes.

O problema de planeamento em ambiente centralizado corresponde ao problema de minimização do custo total de operação do sistema de produção de energia eléctrica, de forma a satisfazer a procura de energia eléctrica e outras restrições impostas pelo sistema. Este problema é, sob o ponto de vista da metodologia baseada na relaxação Lagrangeana, identificado com o problema primal. A função objectivo a ser minimizada é dada por:

$$\sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^I C_{ik}(x_{i,k-1}, p_{ik}, u_{ik}) \quad (2.1)$$

em que K é o número total de horas, I é o número total de recursos, e x_{ik} , p_{ik} , u_{ik} são, respectivamente, a variável de estado, a variável correspondente à potência entregue, e a variável de controlo ou de decisão para o recurso i na hora k .

A função objectivo em (2.1) é o custo total de operação, i.e., o custo de operação para todos os recursos em todas as horas do horizonte temporal. A função de custo C_{ik} pode ser interpretada como uma medida que avalia a decisão tomada em cada estado, sendo considerado um custo de operação associado à transição de estado, de $x_{i,k-1}$ para x_{ik} , para cada recurso i que entrega a potência p_{ik} determinado pela decisão u_{ik} .

A função de custo é constituída pelos seguintes custos operacionais:

- C1 Custo de combustível — associado à quantidade de energia eléctrica obtida na conversão energética ou ao gasto de combustível no arranque, denominado custo de arranque.
- C2 Custo de manutenção — resultante de manobras de operação que têm a incumbência de conduzir à aptidão para produção no recurso.
- C3 Custo de penalização — dedicado quer à substituição da especificação explícita de circunstâncias de operação, que de outra forma correspondem a restrições difíceis de considerar no modelo matemático, quer ao objectivo de contribuir para uma resolução mais conveniente sob o ponto de vista computacional. Por exemplo, uma restrição de tempo mínimo de paragem pode ser relaxada fazendo aumentar o custo de arranque, como penalização, sendo introduzindo na respectiva função de custo. Pode também ser adicionado um custo de penalização à função de custo para substituir restrições associadas ao estado final de cada recurso, tais como, restrições no volume final de água nos reservatórios.

O valor óptimo da função objectivo é obtido pela resolução do problema de minimização sujeito a restrições do tipo global e restrições do tipo local, que definem o conjunto das decisões admissíveis. As seguintes restrições descrevem as limitações de exploração associadas aos recursos:

$$\sum_{i=1}^I p_{ik} = D_k \quad k \in K \quad (2.2)$$

$$\sum_{i=1}^I R_{mi}(x_{ik}, p_{ik}) \geq R_{mk}^{req} \quad m \in M \quad k \in K \quad (2.3)$$

$$\sum_{k=1}^K \sum_{i \in \mathcal{H}_n} H_{ni}(x_{i,k-1}, p_{ik}, u_{ik}) \leq H_n^{req} \quad n \in N \quad (2.4)$$

em que:

$$(x_{ik}, p_{ik}) = A_{ik}(x_{i,k-1}, u_{ik}) \quad i \in I \quad k \in K \quad (2.5)$$

com:

$$x_{i0} = X_i^0 \quad x_{iK} = X_i^K \quad u_{ik} \in \mathcal{U}_{ik} \quad p_{ik} \in \mathcal{P}_{ik} \quad (2.6)$$

Em (2.2) é apresentada a restrição que descreve a satisfação da procura de energia eléctrica em cada hora k , que determina a potência D_k , sem consideração das perdas por efeito de Joule nas linhas de transporte de energia eléctrica. Esta restrição é do tipo global, visto que, todos os recursos são envolvidos na sua satisfação.

Em (2.3) são apresentadas as restrições de capacidade do sistema em cada hora k . Estas restrições são do tipo global, visto que, existe por hipótese um determinado conjunto de recursos envolvido na sua satisfação. A capacidade é definida como sendo a reserva mais a produção.

Em geral, dois tipos de reserva podem ser considerados:

- R1 Reserva girante — corresponde à diferença entre a capacidade de produção ainda disponível e a capacidade afectada, em cada hora, no conjunto de recursos considerado.
- R2 Reserva operacional ou estática — corresponde à diferença entre a capacidade não afectada e a capacidade que pode ser afectada nos 10 minutos seguintes à solicitação de afectação, no conjunto de recursos considerado. Por exemplo, em unidades com turbinas a gás e em centrais hídricas.

Em (2.4) são apresentadas as restrições cumulativas durante o horizonte temporal. Estas restrições são do tipo global, visto que, existe por hipótese um determinado conjunto de recursos envolvido na sua satisfação. Limitações nas quantidades de combustível disponíveis ou novas limitações nas emissões de GEE, relativamente a um conjunto de recursos durante o horizonte temporal, constituem exemplos de restrições cumulativas.

Em (2.5) são apresentadas as restrições operativas individualizadas para cada recurso, i.e., restrições do tipo local. A função A_{ik} é a função de estado associada a cada recurso i na hora k . Assim, o estado de cada recurso x_{ik} e a potência entregue p_{ik} são determinados pelo estado anterior $x_{i,k-1}$ e pela decisão u_{ik} . A função de despacho P_{ik} faz a correspondência que associa à variável de estado x_{ik} , e à variável de controlo u_{ik} , o valor da variável p_{ik} em todo o seu domínio: $p_{ik} = P_{ik}(x_{ik}, u_{ik})$. Esta equação de estado pode apresentar dependência relativamente a cada hora, de forma a englobar o carácter dinâmico de alguns recursos.

Os diversos tipos de recursos podem ser agrupados por categorias, conforme as restrições particulares que descrevem o seu comportamento. Seguidamente, são identificadas as quatro categorias de recursos mais comumente utilizadas.

Categoria 1. Os recursos inseridos nesta categoria são caracterizados pela inexistência de quaisquer restrições à transição de estado entre a hora $k-1$ e a hora k , i.e., pela inexistência de quaisquer restrições de carácter dinâmico durante o horizonte temporal. Assim, o comportamento destes recursos não depende de decisões tomadas em horas anteriores, sendo os recursos controláveis independentemente do estado em que se encontrem. Estes recursos são também conhecidos por recursos sem memória. Os recursos inseridos nesta categoria apresentam um custo de arranque constante e um tempo de arranque reduzido, tendo apenas limites técnicos de produção, i.e., o funcionamento é determinado pelos valores, mínimos e máximos, da potência entregue. As unidades com turbinas a gás, onde o tempo de arranque é geralmente da ordem dos cinco minutos independentemente do tempo de paragem anterior, são um exemplo de recursos que se inserem nesta categoria.

Categoria 2. Os recursos inseridos nesta categoria são caracterizados pela existência de restrições à transição de estado entre a hora $k-1$ e a hora k , i.e., pela existência de restrições de carácter dinâmico durante o horizonte temporal. Assim, o comportamento destes recursos depende das decisões tomadas em horas anteriores, visto que, estas influenciam as decisões a tomar posteriormente. Estes recursos são também conhecidos por recursos com memória. O carácter dinâmico durante o horizonte temporal resulta por razões de ordem técnica, nomeadamente gradientes térmicos e fadiga do material. Portanto, existe a necessidade de especificar um valor mínimo para a duração do intervalo de tempo em situação de funcionamento, após o qual se pode proceder à paragem, e um valor mínimo para a duração do intervalo de tempo em situação de paragem, após o qual se pode proceder à entrada em produção. Ainda, o custo de arranque não é constante, dependendo do tempo de paragem anterior e do facto de se manterem ou não as caldeiras em actividade durante esse tempo de paragem. O tempo de arranque está relacionado com o tempo mínimo requerido para se estabelecerem as condições técnicas para a entrada em produção.

Assim, os recursos inseridos nesta categoria necessitam de ser preparados para entrar em produção com uma antecedência significativa, que depende do estado termodinâmico do conjunto caldeira-turbina, i.e., da pressão do vapor na caldeira e da temperatura das massas metálicas da turbina. A caracterização destes recursos obriga a uma maior diferenciação entre estados, visto que: (1) existem transições entre estados com custos diferentes; (2) os recursos estão restringidos pelo tempo mínimo de paragem; (3) os recursos estão restringidos pelo tempo mínimo de funcionamento. As unidades com turbinas a vapor, que devido às limitações de natureza termodinâmica não permitem a sua paragem imediatamente após a entrada em produção, ou entrar em produção imediatamente após a paragem, são um exemplo de recursos que se inserem nesta categoria. Valores mínimos típicos para unidades com turbinas a vapor são de 2 a 12 horas para o tempo mínimo de paragem e de 1 a 8 horas para o tempo mínimo de funcionamento. Por exemplo: considerando os valores de 5 e 3 horas, respectivamente, para os tempos mínimos de paragem e de funcionamento, é possível construir o diagrama de transição de estados apresentado na [Figura 2.3](#).

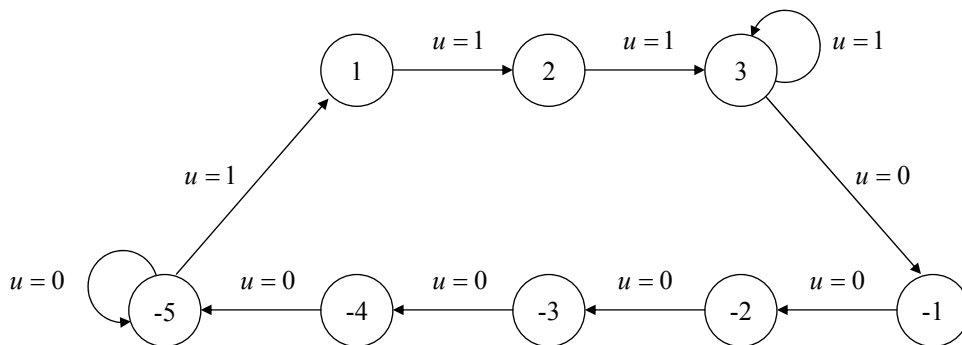


Figura 2.3 – Diagrama de transição de estados.

Os recursos que utilizam a energia nuclear e as grandes unidades com turbinas a vapor, além de poderem apresentar as limitações anteriores, obrigam a proceder à limitação da variação da produção de energia eléctrica entre intervalos de tempo consecutivos, sendo assim definidas taxas máximas de tomada e deslastre de carga, *ramping rates* na literatura anglo-saxónica, que condicionam a produção.

Categoria 3. Os recursos inseridos nesta categoria são caracterizados por terem limitações nas quantidades de energia primária para a conversão energética, quer por razões de disponibilidade da energia primária, quer por razões ambientais. Para definir este tipo de recursos é ampliado o espaço de estados, introduzindo uma nova variável de estado que caracteriza a quantidade de energia primária utilizada ou disponível em cada hora k , impondo como condição de estado na última hora um valor que implique a satisfação da limitação preestabelecida. As centrais térmicas que necessitam impor um valor preestabelecido para a quantidade de combustível disponível durante o horizonte temporal, e as centrais hídricas com unidades de bombagem que necessitam impor um valor preestabelecido para o volume de água a bombear durante o horizonte temporal, são exemplos de recursos que se inserem nesta categoria.

Categoria 4. Os recursos inseridos nesta categoria são os aproveitamentos hidroeléctricos em cascata. O volume de água contido num determinado reservatório da cascata depende, quer da afluência a esse reservatório, quer do volume de água utilizado na conversão energética ou descarregado por esse reservatório, e ainda depende do volume de água proveniente dos reservatórios imediatamente a montante. Assim, os volumes de água são interdependentes devido à configuração física dos trânsitos hídricos na cascata. Esta interdependência entre os volumes de água obriga à utilização de restrições sobre uma estrutura que pode ser matematicamente modelada por uma rede de fluxos. As equações que descrevem uma cascata hídrica são as equações do balanço da água. Estas equações descrevem o comportamento dos fluxos de água na cascata: uma vez tomadas quaisquer decisões envolvendo um determinado reservatório, estas decisões vão influenciar, naquela hora e nas horas seguintes, as decisões posteriores, quer neste reservatório, quer em outros reservatórios a montante e a jusante deste. A modelação matemática para uma cascata hídrica pode ser efectuada recorrendo à programação linear em rede de acordo com as referências [Catalão03, Ferreira89].

Por exemplo: considerando uma cascata hídrica com dois reservatórios, apresentada na [Figura 2.4](#), a equação do balanço da água para cada reservatório é dada por:

$$v_{jk} = v_{j,k-1} + a_{jk} + q_{j-1,k} + s_{j-1,k} - q_{jk} - s_{jk} \quad j \in J \quad k \in K \quad (2.7)$$

em que J é o número total de reservatórios, v_{jk} é o volume de água no reservatório j no final da hora k , a_{jk} é a afluência ao reservatório j na hora k , q_{jk} é o caudal de água turbinado proveniente do reservatório j na hora k , e s_{jk} é o caudal de água descarregado pelo reservatório j na hora k .

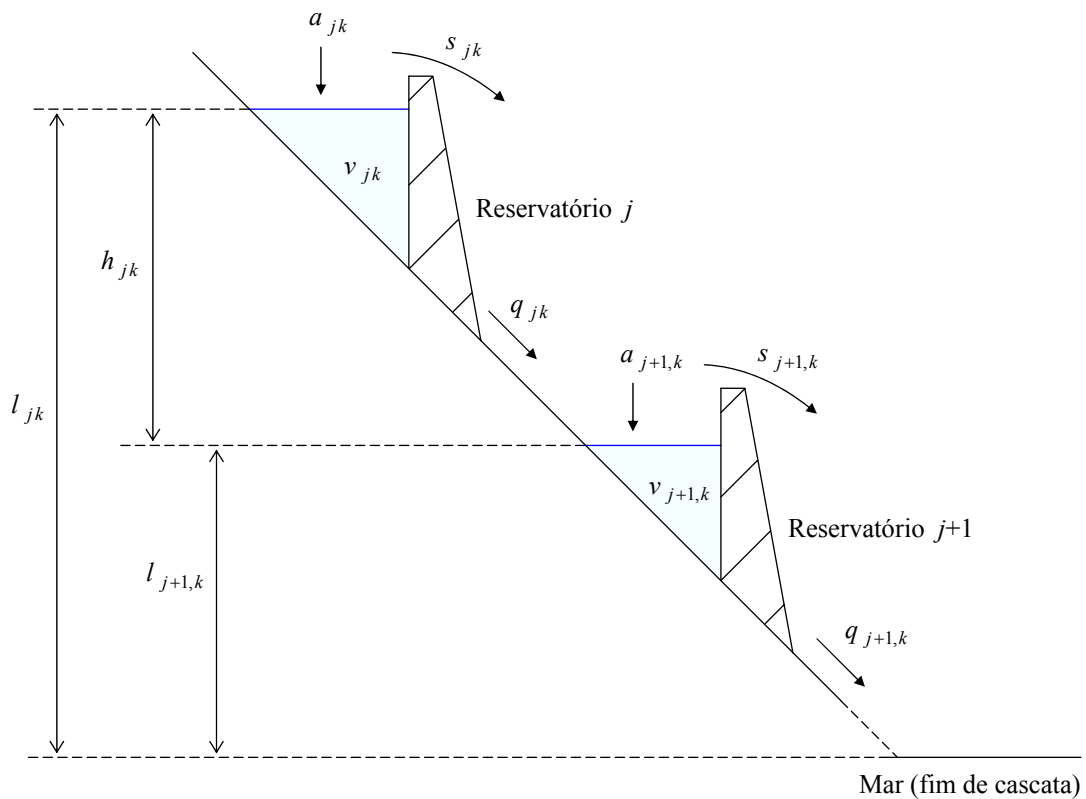


Figura 2.4 – Cascata hídrica com dois reservatórios.

O estudo de uma cascata hídrica não permite a sua decomposição em subproblemas associados unicamente a cada um dos reservatórios, atendendo à interdependência entre os volumes de água. Assim, o conjunto de reservatórios da cascata hídrica constitui uma entidade única para o processo de otimização.

2.3.2 Planeamento em ambiente competitivo

A reestruturação do sector eléctrico possibilitou a liberdade de escolha do fornecedor de energia eléctrica por parte dos consumidores, introduzindo a exigência de competitividade nas empresas produtoras, sendo assumido que estas têm o objectivo de produzir e vender energia eléctrica com o máximo de lucro [Green00]. Assim, a exploração racional de recursos é uma necessidade premente para as empresas produtoras em ambiente competitivo.

Nos mercados eléctricos competitivos o preço da energia eléctrica é volátil e incerto a curto prazo, reagindo rapidamente às variações na oferta e na procura. Assim, o preço da energia eléctrica deve ser considerado como uma incerteza para o planeamento em ambiente competitivo, obrigando ao desenvolvimento de uma ferramenta computacional para a sua previsão.

Para formular o problema de planeamento em ambiente competitivo considere-se um produtor que pretende explorar um conjunto de recursos, num horizonte temporal de K horas, face a um mercado eléctrico que estabelece um vector de preços λ cujas coordenadas correspondem ao preço da energia eléctrica em cada hora k :

$$\lambda = [\lambda_1 \quad \lambda_2 \quad \cdots \quad \lambda_k \quad \cdots \quad \lambda_K]$$

Seja $C_i^{\text{op}}(\mathbf{p}_i, \mathbf{u}_i)$ o custo de operação para o recurso i durante o horizonte temporal, quando se toma a decisão descrita, respectivamente, pelos vectores \mathbf{p}_i — variáveis de decisão do tipo contínuo, e \mathbf{u}_i — variáveis de decisão do tipo discreto:

$$\mathbf{p}_i = [p_{i1} \quad p_{i2} \quad \cdots \quad p_{ik} \quad \cdots \quad p_{iK}]'$$

$$\mathbf{u}_i = [u_{i1} \quad u_{i2} \quad \cdots \quad u_{ik} \quad \cdots \quad u_{iK}]'$$

A variável p_{ik} corresponde à potência entregue pelo recurso i na hora k .

A variável u_{ik} corresponde à decisão de afectar ou não o recurso à produção.

A pergunta que se coloca é a seguinte: Qual é a exploração óptima do conjunto de recursos face ao perfil dos preços da energia eléctrica estabelecido pelo mercado?

A resposta a essa pergunta pode ser obtida pela resolução do problema de maximização do lucro total auferido com a exploração do conjunto de recursos, atendendo às restrições físicas e operacionais de cada recurso, sendo a produção valorizada pelo vector de preços λ . Este problema é, sob o ponto de vista da metodologia baseada na relaxação Lagrangeana, identificado com o problema dual. A função objectivo a ser maximizada é dada por:

$$\sum_{i=1}^I \left(\lambda p_i - C_i^{\text{op}}(p_i, u_i) \right) \quad (2.8)$$

A função objectivo em (2.8) é calculada pelo somatório da diferença entre o valor económico da produção e o custo de operação durante o horizonte temporal. Esta diferença constitui o conceito de lucro sob o ponto de vista da metodologia baseada na relaxação Lagrangeana: se lhe corresponder um valor positivo existe lucro, enquanto que se lhe corresponder um valor negativo existe prejuízo.

O problema de planeamento em ambiente competitivo pode ser considerado como um problema de minimização, sendo formulado por:

$$\text{Min} \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^I \left(C_{ik}^{\text{op}}(p_{ik}, u_{ik}) - \lambda_k p_{ik} \right) \quad (2.9)$$

sujeito a:

$$(p_{ik}, u_{ik}) \in \mathcal{F}_{ik} \quad (2.10)$$

Caso a decisão seja de afectar o recurso i à produção na hora k , esta produção é limitada de acordo com a condição:

$$p_i^{\min} \leq p_{ik} \leq p_i^{\max} \quad (2.11)$$

O conjunto das decisões admissíveis \mathcal{F}_{ik} para o recurso i na hora k é dado por:

$$\mathcal{F}_{ik} = \{(0,0)\} \cup \{(p_{ik},1) : p_i^{\min} \leq p_{ik} \leq p_i^{\max}\} \quad (2.12)$$

O problema de planeamento em ambiente competitivo pode assim ser formulado de forma mais adequada por:

$$\text{Min} \quad \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^I \left(C_{ik}^{\text{op}}(p_{ik}, u_{ik}) - \lambda_k p_{ik} u_{ik} \right) \quad (2.13)$$

sujeito a:

$$p_i^{\min} u_{ik} \leq p_{ik} \leq p_i^{\max} u_{ik} \quad (2.14)$$

$$u_{ik} \in \{0, 1\} \quad (2.15)$$

A resolução deste problema é obtida optando pelo curso de acção de maior lucro, escolhendo entre duas situações caracterizadas, respectivamente, por: $u_{ik} = 0$ e $u_{ik} = 1$.

A condição a ser satisfeita para viabilizar o lucro com a entrada em produção é enunciada como se segue: só entra em produção se existir possibilidade de concretizar um lucro, i.e., se na opção $u_{ik} = 1$ existir uma estratégia admissível — uma potência entregue p_{ik} dentro dos limites expressos em (2.11) — tal que o valor da função objectivo do problema seja negativo para esta estratégia.

A entrada em produção do recurso i na hora k fica determinada pela condição:

$$\exists p_{ik} \in [p_i^{\min}, p_i^{\max}]: \lambda_k p_{ik} - C_{ik}^{\text{op}}(p_{ik}, 1) \geq 0 \quad (2.16)$$

Atendendo à racionalidade económica é imediato inferir que caso não exista lucro, ou melhor, caso o valor do lucro seja inferior a zero, não deve existir entrada em produção. Ainda, se $C_{ik}^{\text{op}}(0,1) > 0$ nunca se poderá escolher a solução $p_{ik} = 0$ com $u_{ik} = 1$, se esta for admissível, comparativamente à solução $p_{ik} = 0$ com $u_{ik} = 0$, que terá custo nulo. Assumir-se-á sempre que a condição $C_{ik}^{\text{op}}(0,1) > 0$ se verifica, ou então, que o limite inferior da potência entregue, quando em operação, é sempre superior a zero.

A condição expressa em (2.16) pode ser reescrita como:

$$\exists p_{ik} \in [p_i^{\min}, p_i^{\max}] \setminus \{0\}: \lambda_k \geq \frac{C_{ik}^{\text{op}}(p_{ik}, 1)}{p_{ik}} \quad (2.17)$$

O quociente $C_{ik}^{\text{op}}(p_{ik}, 1)/p_{ik}$ representa o custo unitário de operação. A condição expressa em (2.17) permite concluir que só existe lucro em operar com o recurso i na hora k se o preço de mercado é maior ou igual ao valor do menor custo unitário de operação desse recurso. Isto significa, por outras palavras, que se consegue produzir a um custo unitário menor ou igual ao preço que o mercado estabeleceu, estando a concretização do lucro por parte do produtor associada a este facto.

Seja o custo de operação para o recurso i aproximado por uma função convexa:

$$C_{ik}^{\text{op}}(p_{ik}, 1) = \alpha_i + \beta_i p_{ik} + \gamma_i p_{ik}^2 \quad i \in I \quad k \in K \quad (2.18)$$

em que α_i , β_i e γ_i são os parâmetros que determinam o custo de operação para o recurso i em função da potência entregue.

Atendendo a que a eficiência do recurso i na hora k é dada por:

$$\eta_{ik} = \frac{p_{ik}}{C_{ik}^{\text{op}}(p_{ik}, 1)} \quad i \in I \quad k \in K \quad (2.19)$$

o ponto de eficiência máxima do recurso i é obtido pela resolução do seguinte subproblema:

$$\text{Max} \quad \frac{p_{ik}}{C_{ik}^{\text{op}}(p_{ik}, 1)} \quad (2.20)$$

sujeito a:

$$p_i^{\min} \leq p_{ik} \leq p_i^{\max}$$

Resolvendo este subproblema obtém-se a potência correspondente à eficiência máxima do recurso i , dada por:

$$p_i^{\text{ef}} = \text{Min} \left\{ \text{Max} \left\{ p_i^{\min}, \sqrt{\frac{\alpha_i}{\gamma_i}} \right\}, p_i^{\max} \right\} \quad (2.21)$$

e obtém-se o preço da energia eléctrica correspondente à eficiência máxima do recurso i , i.e., o preço a partir do qual se consegue produzir obtendo lucro, dado por:

$$\lambda_i^{\text{ef}} = \text{Min} \left\{ \text{Max} \left\{ \lambda_i^{\min}, \beta_i + 2\sqrt{\alpha_i \gamma_i} \right\}, \lambda_i^{\max} \right\} \quad (2.22)$$

em que:

$$\lambda_i^{\min} = \beta_i + 2\gamma_i p_i^{\min} \quad i \in I \quad (2.23)$$

$$\lambda_i^{\max} = \beta_i + 2\gamma_i p_i^{\max} \quad i \in I \quad (2.24)$$

A potência entregue quando o recurso entra em operação é igual à potência correspondente à eficiência máxima do recurso. Assim, fica claro que só existe lucro em operar com o recurso i na hora k se o preço de mercado é maior ou igual ao preço correspondente à eficiência máxima do recurso, i.e., para $\lambda_k \geq \lambda_i^{ef}$.

Na Figura 2.5 é apresentada uma ilustração para a exploração racional de um recurso face ao preço estabelecido pelo mercado eléctrico, sendo $\lambda^0 < \lambda^{ef} \leq \lambda^1$. Assim, para valores do preço $\lambda^0 < \lambda^{ef}$ o produtor não está interessado em vender energia eléctrica no mercado, visto que, o valor do lucro é inferior a zero, i.e., $\lambda^0 p < C^{op}(p,1)$. Contrariamente, para valores do preço $\lambda^1 \geq \lambda^{ef}$ o produtor está interessado em vender energia eléctrica no mercado, visto que, o valor do lucro é maior ou igual a zero, i.e., $\lambda^1 p \geq C^{op}(p,1)$. A potência entregue deve ser determinada pela condição de maximização do lucro total.

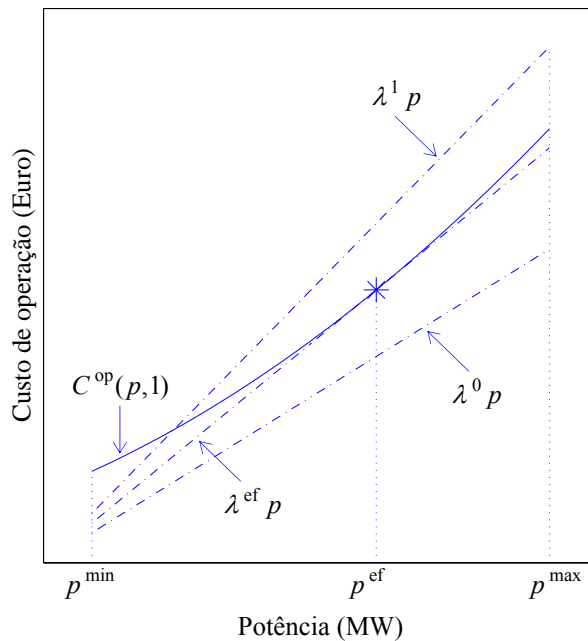


Figura 2.5 – Exploração racional de um recurso face ao preço estabelecido pelo mercado eléctrico. Na figura é assinalada com ‘*’ a potência correspondente à eficiência máxima do recurso.

Qual é então a diferença entre o problema primal — problema de planeamento em ambiente centralizado, e o problema dual de Lagrange — problema de planeamento em ambiente competitivo?

Em ambiente centralizado, o conjunto de recursos tem que satisfazer a procura de energia eléctrica, impondo um funcionamento em economia fechada no sentido de se ter de produzir a totalidade das necessidades do bem requerido. Contrariamente, em ambiente competitivo a potência entregue pelos recursos é determinada pelas leis da oferta e da procura de energia eléctrica no mercado, não sendo o conjunto de recursos obrigado a produzir a totalidade das necessidades do bem requerido.

O problema dual de Lagrange pode ser interpretado como um jogo entre o produtor e o mercado, i.e., o produtor dimensiona a potência entregue em resposta ao preço de mercado: caso não haja lucro, não há produção; caso contrário há produção, sendo seleccionados os recursos e a potência entregue. Assim, em ambiente competitivo a previsão dos preços da energia eléctrica, pelo qual é valorizada a potência entregue pelo recurso, assume importância relevante na optimização da exploração desse recurso, não sendo necessário conhecer o valor da procura de energia eléctrica. Cada recurso só contribui para satisfazer a procura de energia eléctrica se o preço da energia eléctrica é maior ou igual ao preço a partir do qual consegue produzir obtendo lucro, não produzindo se o preço da energia eléctrica não permitir obter lucro. A volatilidade dos preços comporta um risco suplementar que deve ser gerido da melhor forma pela empresa produtora, sendo que a previsão fiável dos preços da energia eléctrica representa uma vantagem competitiva face à concorrência.

Contudo, importa realçar a diferença conceptual entre o algoritmo de optimização dual e o algoritmo na “vida real”: enquanto que na optimização dual a produção afectada não é necessariamente suficiente para satisfazer a procura de energia eléctrica, na *pool* a produção afectada deve exceder essa procura.

Os resultados computacionais obtidos a partir da optimização dual podem ser deixados tal como obtidos, ou podem ser manipulados através de heurísticas para que se consiga satisfazer a procura de energia eléctrica: solução factível [Ferreira00, Mariano00].

O planeamento em ambiente competitivo deve ter início com a previsão dos preços da energia eléctrica. Depois de conhecida a previsão dos preços é necessário optimizar a exploração dos recursos energéticos disponíveis para a produção de energia eléctrica. As estratégias a cumprir devem não só obedecer a uma perspectiva de maximização do lucro total, mas também ser confrontadas com as preocupações ambientais que se manifestam na actualidade. Assim, assume preponderância hoje em dia: (1) nos recursos hídricos, uma conversão energética mais eficiente; (2) nos recursos térmicos, uma redução das emissões com impacto sobre o ambiente.

2.4 Conclusões

A reestruturação do sector eléctrico, promovendo a conversão de um monopólio natural num mercado concorrencial, concretizou uma transformação profunda: a negação do paradigma de integração vertical como estrutura necessária ao bom funcionamento dos sistemas de energia eléctrica. No contexto de reestruturação e para Portugal o MIBEL assume particular relevo, visando a criação de um novo mercado regional eléctrico interagindo com o restante espaço europeu através das interligações com a França.

A optimização da exploração de recursos energéticos assume importância relevante no contexto actual de reestruturação do sector eléctrico para as empresas produtoras. Por um lado, em ambiente centralizado o planeamento dos meios de produção visa a minimização do custo total afecto aos recursos envolvidos no planeamento — problema de planeamento em ambiente centralizado. Por outro lado, em ambiente competitivo o planeamento dos meios de produção visa a maximização do lucro total auferido com a exploração dos recursos envolvidos no planeamento — problema de planeamento em ambiente competitivo.

A reestruturação do sector eléctrico está associada à transição de uma exploração de recursos energéticos em que se procura alguma continuidade no funcionamento dos mesmos, para uma exploração de recursos energéticos baseada no mercado eléctrico em que variações dos preços da energia eléctrica podem proporcionar alterações de produção em cada hora. Esta exploração deve ser efectuada utilizando as metodologias de optimização mais adequadas em termos de programação matemática, observando as características particulares de cada recurso, de forma a se obter a eficiência computacional máxima.

CAPÍTULO

3

Previsão dos Preços da Energia Eléctrica

Neste capítulo é apresentada a ferramenta computacional, baseada em redes neuronais artificiais, desenvolvida para a previsão dos preços da energia eléctrica. Apresentam-se os resultados numéricos obtidos e conclui-se sobre a exactidão na previsão dos preços comparativamente à abordagem ARIMA.

3.1 Introdução

A liberalização do sector eléctrico torna os preços da energia eléctrica voláteis e incertos. Os preços em mercados eléctricos competitivos reagem rapidamente às variações na oferta e na procura, assumindo uma influência significativa na optimização da exploração de recursos energéticos. Para se poder lidar com a incerteza tem de se recorrer à previsão, *forecasting* na literatura anglo-saxónica. Esta incerteza introduz um risco suplementar que deve ser gerido da melhor forma pelas empresas produtoras. Uma ferramenta computacional que forneça uma previsão fiável dos preços da energia eléctrica representa uma vantagem competitiva para as empresas produtoras. Esta ferramenta computacional permite criar uma integração com as novas metodologias propostas para a exploração de recursos energéticos em ambiente competitivo.

Em ambiente centralizado, os preços da energia eléctrica tendem a reflectir as políticas socio-económicas vigentes, estando relacionados com os custos operacionais. Assim, a previsão dos preços é realizada tipicamente apenas a longo prazo, considerando a evolução dos custos dos combustíveis e a inovação tecnológica das centrais [Angelus01]. As estratégias a desenvolver para o planeamento em ambiente centralizado assentam fundamentalmente na previsão da procura de energia eléctrica, existindo escassa necessidade para o desenvolvimento de uma ferramenta que assegure cobertura de risco do preço, *hedging* na literatura anglo-saxónica, dada a sua natureza determinística.

A reestruturação do sector eléctrico pretende incentivar a competição entre empresas produtoras a fim de diminuir o preço da energia eléctrica para os consumidores. A exactidão na previsão dos preços da energia eléctrica é vital em ambiente competitivo, permitindo reduzir o risco de subestimar ou sobrestimar o lucro potencialmente obtido [Bastian99]. Os erros de previsão têm implicações significativas para as empresas produtoras ao nível dos lucros, quotas de mercado, e, em última instância, na valorização bolsista [Bunn00].

O perfil dos preços da energia eléctrica exhibe maior complexidade que o perfil da procura de energia eléctrica, dadas as particularidades associadas ao perfil dos preços.

Na maioria dos mercados eléctricos competitivos o perfil dos preços apresenta as seguintes particularidades [Nogales02]:

- P1 não estacionaridade, i.e., média e variância não constantes;
- P2 sazonalidade diária e semanal;
- P3 efeito de calendário, *calendar effect* na literatura anglo-saxónica, i.e., fins-de-semana e feriados públicos;
- P4 aleatoriedade e volatilidade.

Nesta dissertação é desenvolvida uma ferramenta computacional, baseada em redes neuronais artificiais, para a previsão dos preços a curto prazo do Mercado Eléctrico Espanhol. O interesse pelo sector eléctrico em Espanha surge pelo facto de este país ser o único com o qual Portugal tem interligações, as quais influenciam o sector eléctrico em Portugal. Ainda, a existência de rios comuns, como por exemplo, o rio Douro, condiciona a exploração dos recursos hídricos em Portugal.

As abordagens propostas para a previsão dos preços do Mercado Eléctrico Espanhol têm sido baseadas apenas em séries temporais, em particular na abordagem ARIMA. A abordagem ARIMA exige a construção de um modelo matemático a partir dos dados históricos recolhidos, a estimação dos parâmetros associados ao modelo e sua posterior validação. Tem como principal vantagem o facto de poder ser bastante exacta em previsões sobre um amplo leque de séries temporais. Contudo, na abordagem ARIMA é difícil conciliar os parâmetros com o modelo inicialmente construído à medida que novos dados surgem, sendo necessário rever o modelo, ou então, construir um novo modelo. Ainda, a construção de um modelo matemático para sistemas complexos e não lineares é de difícil elaboração, sendo a abordagem ARIMA computacionalmente exigente.

As abordagens baseadas em redes neuronais artificiais apresentam características que não se encontram nas abordagens convencionais de previsão baseadas em séries temporais [Cortez02], nomeadamente:

- C1 Aprendizagem e generalização — conseguindo descrever o todo a partir de algumas partes.
- C2 Processamento maciçamente paralelo — permitindo que tarefas complexas sejam realizadas num curto espaço de tempo.
- C3 Não linearidade — permitindo uma modelação não linear.
- C4 Adaptabilidade — podendo adaptar o seu comportamento à medida que novos dados são introduzidos.
- C5 Robustez e degradação suave — permitindo processar o ruído ou informação incompleta de forma eficiente.

Estas características são a principal razão pela qual nesta dissertação se optou pelas redes neuronais artificiais, visto que, se pretendeu implementar um meio de previsão dos preços da energia eléctrica que assegurasse simultaneamente uma maior exactidão e um tempo de computação reduzido.

3.2 Redes neuronais artificiais

O cérebro humano é constituído por cerca de 10^{11} células nervosas ou neurónios. Cada neurónio, por sua vez, é constituído por: dendrites, corpo central, axónio e sinapses. O neurónio recebe estímulos de entrada por intermédio das dendrites, sinais que são posteriormente adicionados pelo corpo central e difundidos pelo axónio para as sinapses.

As redes neuronais artificiais, ou, simplesmente, redes neuronais, resultam da interligação massiva de unidades de processamento simples, projectadas de forma a replicar o funcionamento do cérebro humano [Haykin99].

A estrutura de cada unidade de uma rede neuronal é apresentada na [Figura 3.1](#).

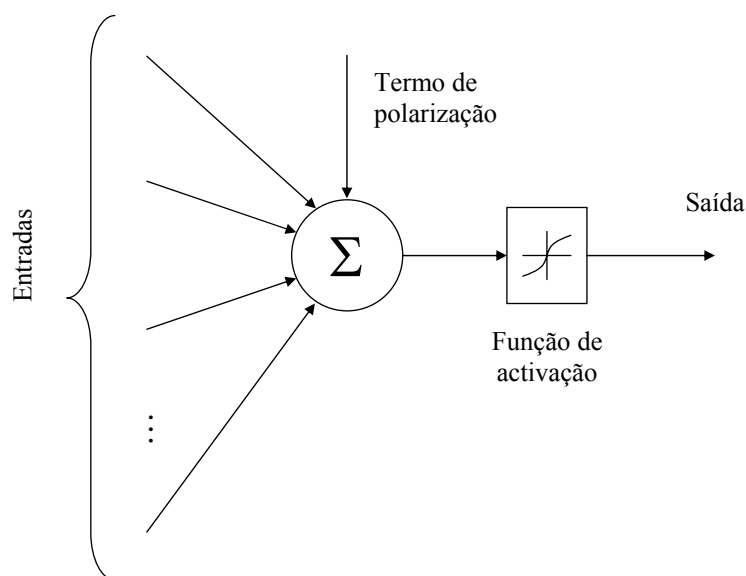


Figura 3.1 – Estrutura de cada unidade de uma rede neuronal: entradas, termo de polarização, função de activação e saída.

Cada unidade de uma rede neuronal realiza a soma ponderada das suas entradas, às quais é adicionado um termo constante denominado de termo de polarização. A saída depende de uma função de activação ou de transferência, sendo do tipo: linear, sigmóide ou tangente hiperbólica.

A organização das unidades define a arquitectura ou topologia da rede neuronal. Nas redes unidireccionais ou redes de alimentação directa, cujo grafo não apresenta realimentação, as unidades são frequentemente distribuídas em camadas — redes multicamada — uma camada de entrada, uma ou mais camadas intermédias, também denominadas camadas escondidas, e uma camada de saída. As unidades em cada camada podem partilhar as mesmas entradas, mas não são conectadas umas às outras. A camada de entrada tem por objectivo adquirir os dados, sendo os dados propagados à camada seguinte sem qualquer processamento. Assim, os dados são processados apenas pelas unidades nas camadas escondidas e na camada de saída.

A topologia de uma rede neuronal unidireccional genérica com três camadas é apresentada na [Figura 3.2](#). A rede neuronal considerada é dita completamente interligada, visto que, toda a unidade pertencente a uma determinada camada está ligada a toda a unidade pertencente à camada adjacente.

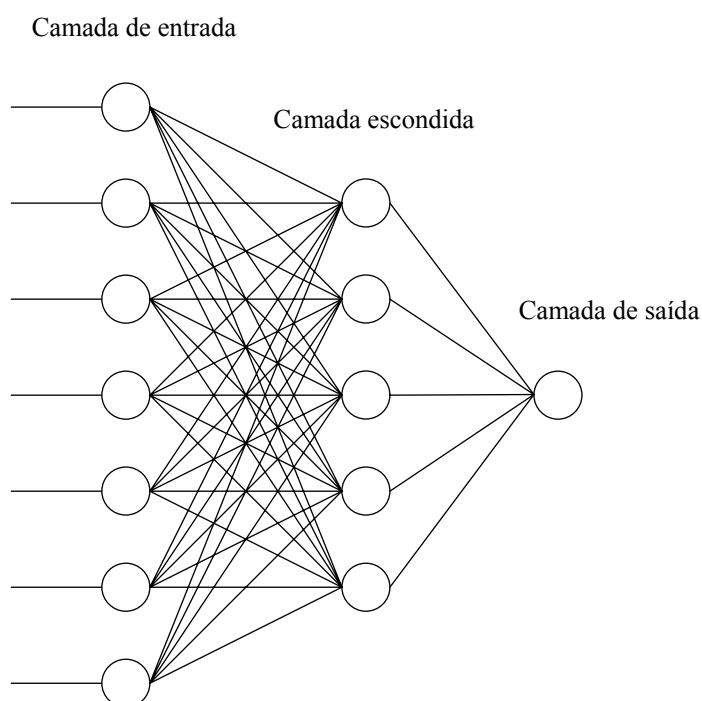


Figura 3.2 – Rede neuronal unidireccional com três camadas e uma unidade na camada de saída.

A selecção da topologia da rede neuronal é uma decisão importante e complexa. Por um lado, a escolha de uma topologia demasiado simples pode resultar na incapacidade de reproduzir correctamente os dados — sub-ajustamento dos dados. Por outro lado, uma topologia demasiado flexível pode resultar numa má capacidade de generalização, em consequência da susceptibilidade de ajustamento ao ruído e a outras peculiaridades dos dados — sobre-ajustamento dos dados. Assim, a selecção da topologia da rede deve ser norteada de acordo com um compromisso entre a simplicidade e a flexibilidade, visando a obtenção de redes com capacidade de generalização aceitável.

Tipicamente, a selecção da topologia da rede que permite obter os melhores resultados para a previsão com redes neuronais obriga à avaliação de diversas combinações. Estas combinações incluem redes com diferentes números de camadas escondidas, diferentes números de unidades em cada camada, e diferentes tipos de funções de activação. A topologia da rede em que as funções de activação são contínuas e limitadas, e o número de unidades na camada escondida é suficiente, é considerada um aproximador universal [Principe00]. Nesta dissertação, a rede neuronal usada consiste em: (1) uma camada escondida com função de activação do tipo tangente hiperbólica; (2) uma camada de saída com apenas uma unidade e função de activação do tipo linear. O número de unidades na camada escondida é tipicamente determinado por um processo de tentativa-e-erro, tendo-se convergido para cinco unidades na camada escondida.

O conhecimento necessário para a previsão com redes neuronais envolve dois processos: o treino e a aprendizagem.

O processo de treino é tipicamente realizado de forma supervisionada, sendo assumido que um conjunto de treino representativo está disponível, obtido através dos dados históricos, contendo as entradas e as correspondentes saídas desejadas. A recolha adequada dos dados para o treino da rede neuronal assume uma influência significativa no sucesso do treino.

O processo de aprendizagem é um processo de optimização. No processo de aprendizagem supervisionada a rede neuronal aprende a partir do conjunto de treino constituído por pares entrada-saída, ajustando os pesos e as polarizações em cada iteração de forma a minimizar uma determinada medida de erro entre a saída produzida e a saída desejada. Este processo é repetido até que um critério de paragem seja alcançado. O conhecimento adquirido pela rede neuronal através do processo de aprendizagem é testado com um conjunto de teste diferente do conjunto de treino. A rede deve ser capaz de generalizar e reproduzir, com exactidão aceitável, dados nunca antes apresentados.

Para além da importância da selecção adequada da topologia da rede neuronal, bem como dos dados a recolher, é conveniente que o treino não seja demasiadamente prolongado — sobre-treino da rede — visto que, pode resultar na deterioração dos resultados da previsão. Tipicamente, à medida que se ajustam os pesos e as polarizações da rede o erro de treino diminui, acompanhado pela diminuição do erro de teste. Porém, um treino demasiado prolongado faz com que a rede memorize o conjunto de treino, pelo que o erro de treino continua a diminuir, deixando contudo a rede de possuir poder de generalização, pelo que o erro de teste começa a aumentar.

O sobre-treino é geralmente evitado estabelecendo um critério de paragem antecipada do treino da rede por: (1) perda de generalização; (2) quebra no progresso do treino; (3) atingir um número máximo de iterações. Na paragem antecipada os dados recolhidos são divididos em conjunto de treino e conjunto de validação. O conjunto de validação é usado para um pseudo-teste, durante o treino da rede. Assim, em cada iteração a rede é treinada apenas com o conjunto de treino, sendo avaliado o erro com o conjunto de validação. O conjunto de validação não deve ser demasiado pequeno comparativamente ao conjunto de treino, visto que, o treino poderá parar numa altura indesejada, não sendo a rede convenientemente testada. O conjunto de teste é novamente utilizado para medir o desempenho da rede após o treino.

O algoritmo de aprendizagem supervisionada mais popular é o algoritmo de retropropagação do erro [Szkuta99, Wang98]. Os dados recolhidos pela camada de entrada são propagados até à camada de saída. A saída produzida é comparada com a saída desejada para avaliar o erro, que é retropropagado ao longo das várias camadas. Cada unidade na camada escondida recebe apenas uma porção do erro, proporcional à contribuição relativa dessa unidade na elaboração da saída. Os pesos e polarizações são actualizados progressivamente visando a minimização da função que determina a soma do quadrado dos erros, podendo ser usado o método do gradiente nessa minimização. Contudo, apesar da sua simplicidade o método do gradiente apresenta uma velocidade de aprendizagem reduzida, exigindo um tempo de computação significativo e não garantindo sempre a convergência para o mínimo global.

O processo de aprendizagem depende da taxa de aprendizagem e do termo de momento, que podem ser ajustados. A taxa de aprendizagem é a proporção do erro determinado pelo gradiente segundo a qual os pesos devem ser actualizados. O termo de momento representa a fracção dos pesos anteriores que deve ser incluída no cálculo dos novos pesos. Por um lado, uma taxa de aprendizagem reduzida tem a vantagem de permitir alterar de forma suave os pesos em cada iteração, mas conduz a uma velocidade de aprendizagem reduzida que se manifesta sob a forma de tempos de treino elevados. Por outro lado, uma taxa de aprendizagem elevada pode fornecer uma convergência mais rápida, mas pode também ocasionar instabilidade. Assim, a taxa de aprendizagem deve ser aumentada progressivamente, evitando a instabilidade pelo ajuste do termo de momento [Almeida97].

Nesta dissertação é utilizado o método de Levenberg-Marquardt para treinar uma rede neuronal unidireccional com três camadas e uma unidade na camada de saída. O método de Levenberg-Marquardt, que corresponde a uma variante do método de Newton, é cerca de 10 a 100 vezes mais rápido que o método do gradiente [Hagan94].

O método de Newton é um processo iterativo que visa a minimização de uma função Ω através da seguinte equação de actualização:

$$\Delta \mathbf{y} = -[\nabla^2 \Omega(\mathbf{y})]^{-1} \nabla \Omega(\mathbf{y}) \quad (3.1)$$

em que $\nabla^2 \Omega$ corresponde à matriz Hessiana \mathbf{H} , e $\nabla \Omega$ corresponde ao vector do gradiente \mathbf{g} .

Assumindo que a função Ω determina a soma do quadrado dos erros, sendo dada por:

$$\Omega(\mathbf{y}) = \sum_{k=1}^K e_k^2(\mathbf{y}) \quad (3.2)$$

e seja \mathbf{e} o vector dos erros, e \mathbf{J} a matriz Jacobiana dada por:

$$\mathbf{J}(\mathbf{y}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial e_1(\mathbf{y})}{\partial y_1} & \frac{\partial e_1(\mathbf{y})}{\partial y_2} & \dots & \frac{\partial e_1(\mathbf{y})}{\partial y_k} \\ \frac{\partial e_2(\mathbf{y})}{\partial y_1} & \frac{\partial e_2(\mathbf{y})}{\partial y_2} & \dots & \frac{\partial e_2(\mathbf{y})}{\partial y_k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial e_K(\mathbf{y})}{\partial y_1} & \frac{\partial e_K(\mathbf{y})}{\partial y_2} & \dots & \frac{\partial e_K(\mathbf{y})}{\partial y_k} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

tem-se que:

$$\nabla \Omega(\mathbf{y}) = 2 \mathbf{J}^T(\mathbf{y}) \mathbf{e}(\mathbf{y}) \quad (3.4)$$

$$\nabla^2 \Omega(\mathbf{y}) = 2 \mathbf{J}^T(\mathbf{y}) \mathbf{J}(\mathbf{y}) + 2 \mathbf{S}(\mathbf{y}) \quad (3.5)$$

sendo a matriz \mathbf{S} dada por:

$$\mathbf{S}(\mathbf{y}) = \sum_{k=1}^K e_k(\mathbf{y}) \nabla^2 e_k(\mathbf{y}) \quad (3.6)$$

Desprezando as segundas derivadas do vector dos erros, i.e., assumindo que $\mathbf{S} \approx 0$, a matriz Hessiana é dada por:

$$\nabla^2 \Omega(\mathbf{y}) = 2 \mathbf{J}^T(\mathbf{y}) \mathbf{J}(\mathbf{y}) \quad (3.7)$$

e substituindo (3.7) e (3.4) em (3.1) obtém-se a equação de actualização do método de Gauss-Newton, dada por:

$$\Delta \mathbf{y} = -[\mathbf{J}^T(\mathbf{y}) \mathbf{J}(\mathbf{y})]^{-1} \mathbf{J}^T(\mathbf{y}) \mathbf{e}(\mathbf{y}) \quad (3.8)$$

A vantagem do método de Gauss-Newton comparativamente ao método de Newton reside no facto de se evitar o cálculo das segundas derivadas do vector dos erros, que podem ser difíceis de obter. Contudo, uma desvantagem reside no facto da matriz $\mathbf{J}^T \mathbf{J}$ poder não ser invertível. Esta desvantagem é ultrapassada pelo método de Levenberg-Marquardt, cuja equação de actualização é dada por:

$$\Delta \mathbf{y} = -[\mathbf{J}^T(\mathbf{y}) \mathbf{J}(\mathbf{y}) + \zeta \mathbf{I}]^{-1} \mathbf{J}^T(\mathbf{y}) \mathbf{e}(\mathbf{y}) \quad (3.9)$$

em que \mathbf{I} é a matriz identidade, sendo o parâmetro ζ convenientemente modificado durante as iterações.

Quando o segundo termo entre parênteses rectos em (3.9) pode ser desprezado comparativamente ao primeiro, i.e., quando o parâmetro ζ é suficientemente pequeno, o método de Levenberg-Marquardt tem um desempenho idêntico ao do método de Gauss-Newton, apresentando em consequência uma convergência rápida. Quando o primeiro termo entre parênteses rectos em (3.9) pode ser desprezado comparativamente ao segundo, i.e., quando o parâmetro ζ é suficientemente grande, o método de Levenberg-Marquardt tem um desempenho idêntico ao do método do gradiente, apresentando em consequência uma convergência lenta [Saini02].

3.3 Ferramenta computacional

Uma ferramenta computacional, baseada em redes neuronais artificiais, é desenvolvida para a previsão dos preços a curto prazo do Mercado Eléctrico Espanhol. A topologia da rede neuronal consiste em três camadas, tendo a camada escondida cinco unidades com função de activação do tipo tangente hiperbólica, e a camada de saída apenas uma unidade com função de activação do tipo linear. O treino da rede é efectuado pelo método de Levenberg-Marquardt.

Em geral, o preço da energia eléctrica é influenciado pelos seguintes factores:

- F1 dados históricos dos preços e da procura de energia eléctrica;
- F2 reserva e importação de energia eléctrica;
- F3 interrupções no fornecimento de energia eléctrica devido a falhas;
- F4 estratégias de ofertas em bolsa de energia eléctrica;
- F5 manutenção das unidades de produção;
- F6 temperatura atmosférica e estado do tempo.

Os preços médios diários do Mercado Eléctrico Espanhol em 2002 são apresentados na [Figura 3.3](#).

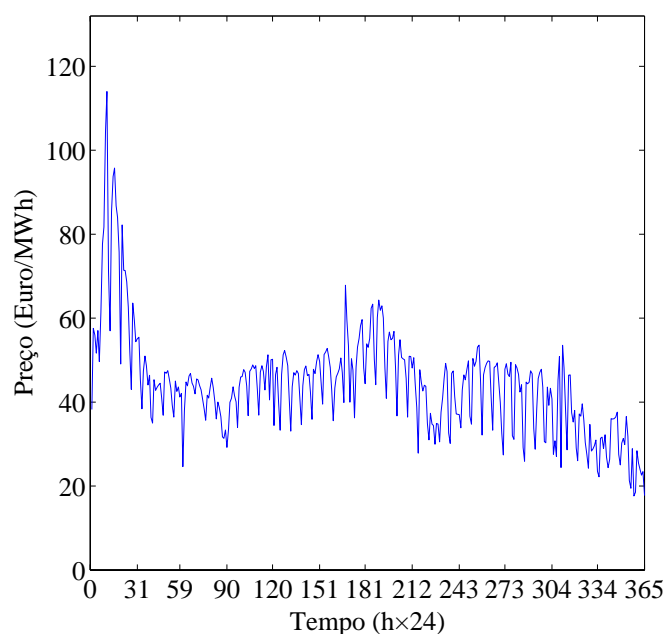


Figura 3.3 – Preços médios diários do Mercado Eléctrico Espanhol em 2002.

Não sendo possível considerar todos os factores apresentados anteriormente é necessário escolher aqueles que, podendo ser conhecidos, são mais importantes para a previsão dos preços da energia eléctrica. Por exemplo: de acordo com a referência [Rodriguez04] a consideração da reserva e importação de energia eléctrica, e das interrupções no fornecimento de energia eléctrica devido a falhas, não melhoram significativamente a previsão. A informação referente às estratégias de ofertas em bolsa de energia eléctrica e à manutenção das unidades de produção é geralmente confidencial. Ainda, de acordo com a referência [Conejo05b] o efeito da temperatura atmosférica e do estado do tempo pode ser incorporado na procura de energia eléctrica. Contudo, no caso da abordagem ARIMA e das redes neuronais artificiais, os dados históricos da procura de energia eléctrica não melhoram significativamente a previsão.

Na ferramenta computacional são utilizados somente os dados históricos dos preços do Mercado Eléctrico Espanhol. Assim, a influência dos dados históricos dos preços, resultante das características de sazonalidade diária e semanal do perfil dos preços, é considerada a mais importante para a previsão dos preços da energia eléctrica.

3.4 Medida do erro de previsão

O erro de previsão do preço da energia eléctrica na hora k é dado por:

$$e_k = \hat{\lambda}_k - \lambda_k \quad k \in K \quad (3.10)$$

em que $\hat{\lambda}_k$ e λ_k são, respectivamente, o preço previsto e o preço verificado na hora k .

Para avaliar o desempenho da ferramenta computacional desenvolvida para a previsão dos preços da energia eléctrica são utilizados os seguintes critérios:

- (1) MAPE — *Mean Absolute Percentage Error*;
- (2) SSE — *Sum Squared Error*;
- (3) SDE — *Standard Deviation of Error*.

O critério MAPE corresponde ao erro médio absoluto em percentagem, sendo dado por:

$$\text{MAPE} = \frac{100}{K} \sum_{k=1}^K \frac{|\hat{\lambda}_k - \lambda_k|}{\bar{\lambda}} \quad k \in K \quad (3.11)$$

em que $\bar{\lambda}$ é o preço médio da energia eléctrica, durante o horizonte temporal considerado, sendo dado por:

$$\bar{\lambda} = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K \lambda_k \quad k \in K \quad (3.12)$$

Os preços da energia eléctrica podem atingir valores muito acima do normal em alguns intervalos de tempo, denominados de picos de preço, mas podem também atingir valores nulos em outros intervalos de tempo. Assim, em (3.11) é utilizado o preço médio da energia eléctrica durante o horizonte temporal, visando evitar a dificuldade motivada por preços próximos de zero [Shahidehpour02].

O critério SSE corresponde à soma do quadrado dos erros, sendo dado por:

$$\text{SSE} = \sum_{k=1}^K (\hat{\lambda}_k - \lambda_k)^2 \quad k \in K \quad (3.13)$$

O critério SDE corresponde ao desvio padrão, sendo dado por:

$$\text{SDE} = \sqrt{\frac{1}{K} \sum_{k=1}^K (e_k - \bar{e})^2} \quad k \in K \quad (3.14)$$

em que \bar{e} é o erro médio, durante o horizonte temporal considerado, sendo dado por:

$$\bar{e} = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K e_k \quad k \in K \quad (3.15)$$

3.5 Resultados numéricos

Nesta secção são apresentados os resultados numéricos obtidos, ilustrando o desempenho da ferramenta computacional, baseada em redes neuronais artificiais, desenvolvida para a previsão dos preços da energia eléctrica [Catalão06a, Catalão06b].

O caso de estudo é constituído pelos dados históricos dos preços do Mercado Eléctrico Espanhol em 2002, sendo o horizonte temporal de 168 horas.

A ferramenta computacional desenvolvida foi implementada num computador com processador a 1.6-GHz e 512 MB de RAM, usando a aplicação informática MATLAB.

A previsão dos preços da energia eléctrica é realizada para quatro semanas do ano, nos meses de Fevereiro, Maio, Agosto e Novembro. Os preços previstos e os preços verificados com a ferramenta computacional para as semanas de Inverno, Primavera, Verão e Outono são apresentados, respectivamente, nas Figuras 3.4 a 3.7. Assim, os quatro perfis dos preços da energia eléctrica apresentados, um para cada estação do ano, permitem ilustrar resultados indicativos para o ano inteiro.

Os dados usados na previsão dos preços da energia eléctrica correspondem aos dados históricos dos preços verificados nas sete semanas precedentes à semana considerada. Assim, os dados usados na previsão dos preços para a semana de: (1) Inverno, 18-24 de Fevereiro de 2002, correspondem aos preços horários de 7 de Janeiro a 17 de Fevereiro de 2002; (2) Primavera, 20-26 de Maio de 2002, correspondem aos preços horários de 8 de Abril a 19 de Maio de 2002; (3) Verão, 19-25 de Agosto de 2002, correspondem aos preços horários de 8 de Julho a 18 de Agosto de 2002; (4) Outono, 18-24 de Novembro de 2002, correspondem aos preços horários de 7 de Outubro a 17 de Novembro de 2002.

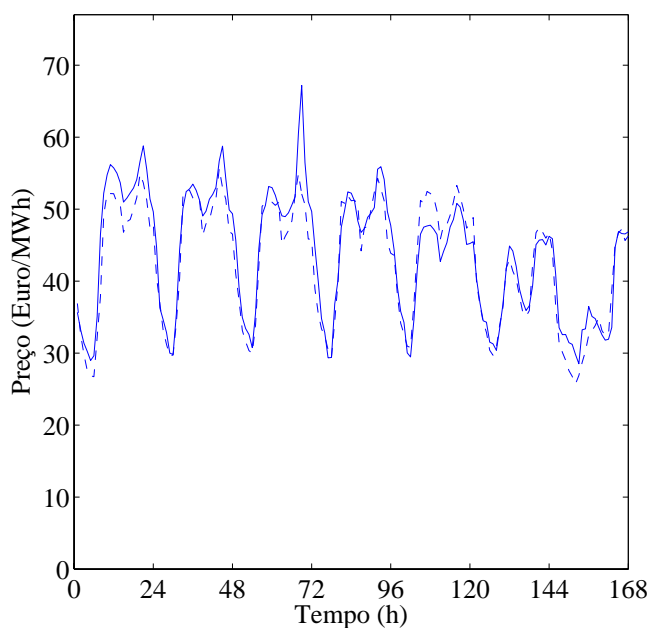


Figura 3.4 – Preços previstos e preços verificados para a semana de Inverno. As linhas a traço interrompido e as linhas a traço contínuo representam, respectivamente, os preços previstos e os preços verificados.

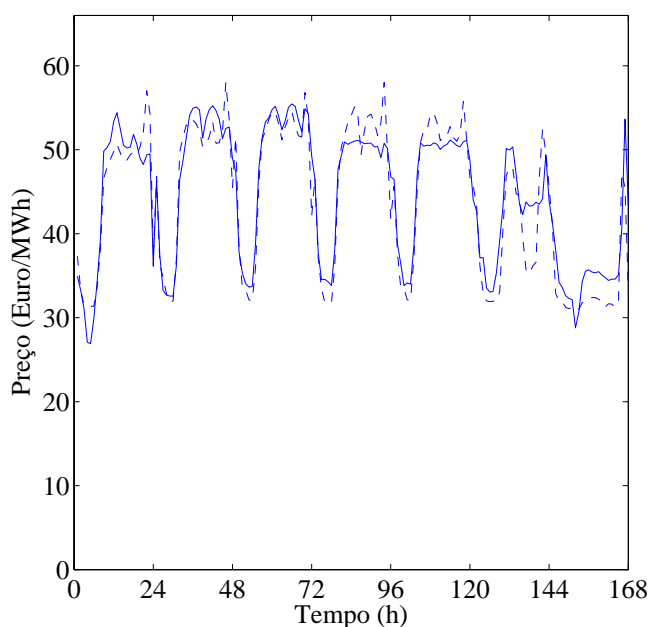


Figura 3.5 – Preços previstos e preços verificados para a semana de Primavera. As linhas a traço interrompido e as linhas a traço contínuo representam, respectivamente, os preços previstos e os preços verificados.

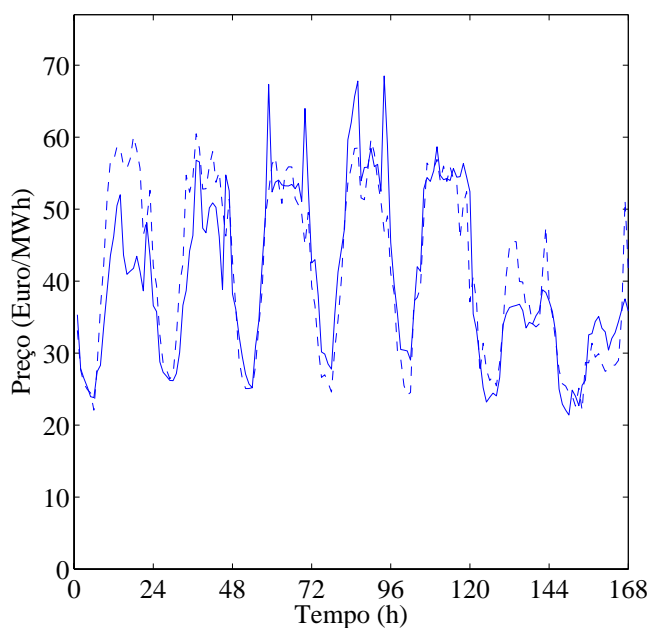


Figura 3.6 – Preços previstos e preços verificados para a semana de Verão. As linhas a traço interrompido e as linhas a traço contínuo representam, respectivamente, os preços previstos e os preços verificados.

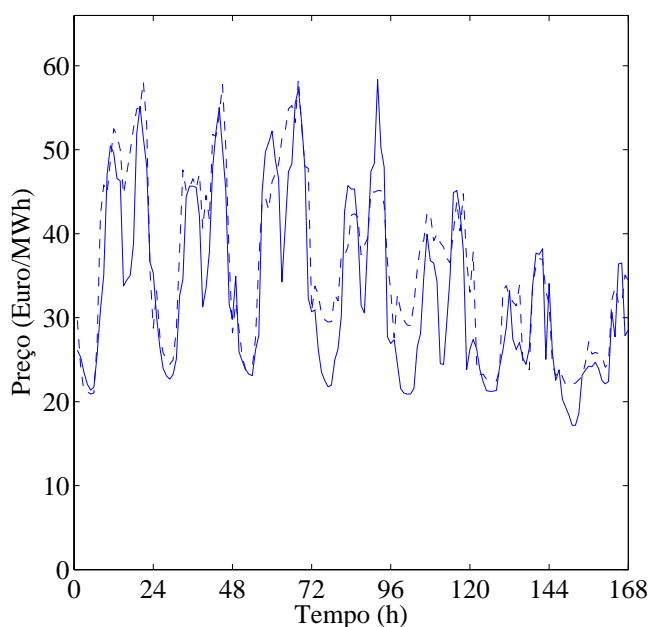


Figura 3.7 – Preços previstos e preços verificados para a semana de Outono. As linhas a traço interrompido e as linhas a traço contínuo representam, respectivamente, os preços previstos e os preços verificados.

Na [Tabela 3.1](#) é apresentada a análise estatística do erro de previsão obtido com a ferramenta computacional. A primeira coluna indica a semana considerada, a segunda coluna indica o valor do MAPE, a terceira coluna indica a raiz quadrada do valor do SSE, e a quarta coluna indica o valor do SDE.

Tabela 3.1 – Análise estatística do erro de previsão.

Semana	MAPE	$\sqrt{\text{SSE}}$	SDE
Inverno	5.23%	37.92	1.82
Primavera	5.36%	39.63	1.91
Verão	11.40%	81.14	4.23
Outono	13.65%	76.92	3.86

A ferramenta computacional, baseada em redes neuronais artificiais, permite obter uma exactidão aceitável na previsão dos preços da energia eléctrica, com um valor médio de 8.91% para o MAPE.

Na [Tabela 3.2](#) é apresentado o valor do MAPE para a ferramenta computacional, baseada em redes neuronais artificiais, e para a abordagem ARIMA.

Tabela 3.2 – Valor do MAPE para a ferramenta computacional, baseada em redes neuronais artificiais, e para a abordagem ARIMA.

Semana	Redes neuronais	ARIMA
Inverno	5.23%	6.32%
Primavera	5.36%	6.36%
Verão	11.40%	13.39%
Outono	13.65%	13.78%

A exactidão na previsão dos preços da energia eléctrica é superior à obtida com abordagem ARIMA, visto que, o valor do MAPE para a ferramenta computacional é inferior. Ainda, o tempo de computação requerido pela ferramenta computacional é de 20 segundos, enquanto que a abordagem ARIMA requer cerca de 5 minutos, para cada semana considerada.

3.6 Conclusões

A previsão fiável dos preços da energia eléctrica representa uma vantagem competitiva para as empresas produtoras. Esta previsão tem uma influência decisiva na optimização da exploração de recursos energéticos, visando a maximização do lucro total.

Uma ferramenta computacional, baseada em redes neuronais artificiais, foi desenvolvida para a previsão dos preços a curto prazo do Mercado Eléctrico Espanhol. A topologia da rede neuronal consiste em três camadas, tendo a camada escondida cinco unidades com função de activação do tipo tangente hiperbólica, e a camada de saída apenas uma unidade com função de activação do tipo linear. O treino da rede foi efectuado pelo método de Levenberg-Marquardt.

A ferramenta computacional desenvolvida permite criar uma integração com as novas metodologias propostas para a exploração de recursos energéticos em ambiente competitivo. Ainda, a ferramenta computacional permite obter não só uma maior exactidão na previsão dos preços da energia eléctrica, mas também um tempo de computação inferior comparativamente à abordagem ARIMA.

CAPÍTULO

4

Optimização da Exploração de Recursos Térmicos

Neste capítulo é enunciado e descrito o problema de optimização da exploração de recursos térmicos. Uma nova metodologia baseada em optimização multiobjectivo é proposta para a resolução deste problema tendo em consideração a restrição de emissões. Apresentam-se os resultados numéricos obtidos e conclui-se sobre o desempenho da nova metodologia proposta.

4.1 Introdução

Na sua grande maioria, os melhores aproveitamentos hidroeléctricos com viabilidade de exploração, em termos de potência instalada, já se encontram instalados na generalidade dos países desenvolvidos. Este facto tem sido uma das razões que levou a que a cobertura do aumento da procura de energia eléctrica tenha sido realizada, em escala considerável, pela construção de centrais térmicas.

As centrais térmicas podem ser instaladas estrategicamente em zonas bem localizadas relativamente à posição dos centros de consumo, apresentando, dentro das suas capacidades, uma continuidade de serviço em produção que não necessita de ser condicionada como no caso das centrais hídricas, exceptuando as que têm restrições na quantidade de combustível disponível durante o horizonte temporal.

Contudo, em contraste com as centrais hídricas, as centrais térmicas podem prejudicar acentuadamente o ambiente pela emissão de GEE. Estes prejuízos sobre o ambiente são visíveis tanto a nível local como a nível global: disto é exemplo o efeito de estufa atribuído às emissões poluentes para a atmosfera que a queima de combustíveis fósseis pode ocasionar [Bellhouse96].

Relativamente à produção hidroeléctrica, existe um custo de operação associado à produção termoeléctrica devido ao custo de combustível na conversão energética. Ainda, para a produção termoeléctrica existe a necessidade de tomar decisões de natureza discreta, de afectar ou não uma unidade, existindo um custo por gasto de combustível no arranque — custo de arranque — que depende, no caso das unidades com turbinas a vapor, do tempo de paragem anterior e do facto de se manterem ou não as caldeiras em actividade durante esse tempo de paragem. Quanto maior é o tempo de paragem, maiores são as perdas energéticas no conjunto caldeira-turbina.

A integração da vertente ambiental na política energética, em particular no sector eléctrico, é revestida de importância relevante na actualidade. A energia eléctrica em si é uma energia limpa, no entanto tem associado à sua produção impactes ambientais. As preocupações ambientais que se manifestaram a nível político desde 1972, na primeira Cimeira da Terra realizada em Estocolmo, Suécia, conduziram a estâncias internacionais de debate sobre o meio ambiente no sentido da sua preservação. A entrada em vigor do Protocolo de Quioto obriga à observação de regras estritas para o sector eléctrico, promovendo uma crescente pressão no sentido da internalização dos custos provenientes das emissões de GEE que a queima de combustíveis fósseis pode ocasionar.

O enquadramento para o desenvolvimento sustentável, definido pela WCED — *World Commission on Environment and Development* como sendo o desenvolvimento que garante a satisfação das necessidades actuais sem comprometer a capacidade das gerações futuras virem a satisfazer as suas, obriga a uma melhor eficiência de exploração de recursos energéticos, e, simultaneamente, à salvaguarda do meio ambiente. Assim, o desenvolvimento de uma nova metodologia de optimização para a exploração de recursos térmicos, que tenha em consideração simultaneamente a vertente económica e a vertente ambiental, torna-se indispensável.

4.2 Protocolo de Quioto — restrição de emissões

O nosso planeta está envolvido por uma camada de gases que impede que os raios solares se escapem imediatamente da atmosfera, o que faria do planeta um local cerca de 33°C mais frio. Contudo, o aumento das emissões de GEE torna a camada de gases mais espessa, aumentando o efeito de estufa, *enhanced greenhouse effect* na literatura anglo-saxónica, e ocasionando perturbações no clima.

Os três principais GEE são: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nítrico (N₂O). O CO₂ é emitido durante a queima de combustíveis fósseis, sendo também emitido em consequência da desflorestação e de erupções vulcânicas. O CH₄ é emitido em consequência de actividades agrícolas, e ainda pela decomposição de resíduos orgânicos. O N₂O é emitido durante a queima de combustíveis fósseis, sendo também emitido em consequência do uso de fertilizantes. Os outros três GEE, que representam apenas 5% do total, são os hidrofluorcarbonetos (HFC), substitutos dos gases que provocam a destruição da camada de ozono, os perfluorcarbonetos (PFC), subprodutos do enriquecimento do urânio, e o hexafluoreto de enxofre (SF₆), utilizado como gás isolante em equipamentos de energia eléctrica.

Três séculos após o início da revolução industrial, os países industrializados começam a tentar reduzir a factura dessa revolução. Para o ambiente a nível global as alterações climáticas são consideradas como uma ameaça séria, com manifestações visíveis, por exemplo, no aquecimento global do planeta em consequência do efeito de estufa [Ula91]. Com o objectivo de estabelecer medidas que minimizem o aquecimento global do planeta foram criadas, desde a década de oitenta, diversas estâncias internacionais de debate. Em particular, o IPCC — *International Panel on Climate Change*, criado sob os auspícios das Nações Unidas em 1988, marcou um passo importante na procura de respostas científicas sobre as alterações climáticas.

O IPCC elaborou o seu primeiro relatório dois anos após a sua criação. Este relatório confirmou que a actividade humana era responsável pelo aquecimento global do planeta. Assim, em 1992 foi adoptada a Convenção-Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, no decurso da segunda Cimeira da Terra realizada no Rio de Janeiro, Brasil, visando a limitação das emissões de GEE na atmosfera. Posteriormente, em 1997 foi estabelecido o Protocolo de Quioto que formaliza o compromisso dos países industrializados na redução das emissões de GEE.

O Protocolo de Quioto estabelece que as emissões a nível mundial devem ser reduzidas em 5%, de 2008 a 2012, comparativamente às emissões em 1990 — ano de referência. Em concreto, a UE e os seus Estados-membros em conjunto têm o compromisso de redução das emissões de GEE em 8% [Camyab06]. Os objectivos de limitação das emissões foram estabelecidos para cada um dos Estados-membros de acordo com as suas especificidades, como por exemplo, o desenvolvimento económico e os recursos energéticos disponíveis. Portugal tem como meta limitar o aumento das emissões de GEE em 27%, comparativamente aos valores de 1990, meta que se encontra já ultrapassada.

Para além do estabelecimento de um tecto de emissões, o Protocolo de Quioto também prevê três mecanismos de flexibilidade que facilitam o seu cumprimento:

- M1 Comércio de emissões — mecanismo de compra e venda de licenças de emissão entre países para estimular a que as reduções ocorram nos países em que a sua implementação é economicamente mais eficiente.
- M2 Implementação conjunta — mecanismo para projectos de redução em países com objectivos de emissão definidos no âmbito do Protocolo de Quioto e que resultam numa transferência de licenças de emissão entre países industrializados.
- M3 Desenvolvimento limpo — mecanismo para projectos de redução de emissões realizados nos países em desenvolvimento.

O Protocolo de Quioto entrou finalmente em vigor a 16 de Fevereiro de 2005, mais de sete anos após ter sido assinado. A ratificação do acordo pela Federação Russa pôs fim a um longo período de incerteza e cumpriu a última etapa burocrática para que o Protocolo de Quioto passasse finalmente à prática, apesar da recusa dos EUA em ratificá-lo.

A incerteza sobre o Protocolo de Quito resultou do facto dos EUA terem decidido não o ratificar, em 2001, argumentando que o acordo era injusto e prejudicial para a sua economia, nomeadamente por não fixar metas obrigatórias para os países em desenvolvimento. Sem os EUA, o maior emissor mundial de GEE, a ratificação do Protocolo de Quioto pela Federação Russa era vital para que se cumprissem os requisitos para a sua entrada em vigor: ser ratificado por mais de 55 países, cujas emissões representem, pelo menos, 55% das emissões de GEE a nível mundial em 1990. Com a ratificação pela Federação Russa, o número de ratificações subiu para 128 países, cujas emissões correspondiam a 62% das emissões de GEE a nível mundial em 1990.

Apesar de não estarem obrigados a limitar as suas emissões de GEE, a China e o Brasil, respectivamente, segundo e sexto maiores emissores mundiais, estão também a tomar algumas medidas no combate ao aquecimento global do planeta. Na China, uma parte importante das suas emissões de CH₄ está relacionada com as criações de gado. No Brasil, uma parte importante das suas emissões de CO₂ está relacionada com a desflorestação.

A UE, como forma de garantir o cumprimento dos compromissos assumidos no âmbito do Protocolo de Quioto, aprovou a Directiva 2003/87/CE de 13 de Outubro de 2003 que cria o mecanismo de Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE). Este mecanismo, que estabelece um tecto de emissões de GEE para um conjunto de sectores industriais e instalações dependendo do tipo de actividade e da sua dimensão, teve início em Janeiro de 2005 e vigorará durante dois intervalos de tempo: 2005-2007 e 2008-2012.

Durante o intervalo de tempo 2005-2007 os sectores industriais abrangidos pelo CELE — centrais termoeléctricas, refinação, cogeração, outras instalações de combustão, metais ferrosos, cimentos e cal, vidro, cerâmica, pasta e papel — possuem um título de emissão, sendo-lhes atribuídas licenças de emissão. Caso ultrapassem a quota de emissão que lhes seja atribuída, têm que comprar as respectivas licenças adicionais no mercado de emissões a quem emitiu menos e as tenha em excesso. O mercado de emissões abrange apenas o CO₂ no intervalo de tempo 2005-2007. O mercado europeu do carbono inclui a compra e venda do direito de emitir CO₂ para a atmosfera, i.e., da transacção de licenças de emissão. A partir de 2008, novos sectores industriais serão incluídos, abrangendo outros GEE para além do CO₂.

As emissões de CO₂ dependem essencialmente do rendimento da conversão energética e do conteúdo de carbono do combustível, o qual é máximo no carvão e mínimo no gás natural. Nas centrais de ciclo combinado usando gás natural, cujo funcionamento assenta na combinação de turbinas a gás e turbinas a vapor, as emissões de CO₂ são menos de metade das emissões de uma central a carvão. Uma tecnologia apontada como promissora para a redução das emissões de CO₂ é a tecnologia de sequestro de carbono, que consiste na captação e armazenamento geológico das emissões de CO₂.

O primeiro serviço de compra e venda de licenças de emissão inteiramente português, denominado ECOTRADE, negociou em menos de dois meses após o início de actividade, em Dezembro de 2005, 100 mil licenças no valor de 2,5 milhões de euros, o que faz com que seja responsável por 75% das transacções de licenças de emissão realizadas no país no âmbito do CELE.

O mercado de emissões pode constituir uma oportunidade económica para a indústria portuguesa atenuar os efeitos das alterações climáticas, reverter a sua tecnologia, promover um uso mais racional da energia reorientando decisões e comportamentos, e ainda beneficiar da venda de créditos de emissão.

As emissões de GEE por parte das empresas produtoras devem cumprir com os objectivos do Protocolo de Quioto para o País, assegurar a cobertura do aumento da procura de energia eléctrica, e proporcionar preços de mercado competitivos.

Fica claro que a consideração de novas restrições de âmbito ambiental, em conjunto com as preocupações de cariz económico, é numa necessidade premente para as empresas produtoras na exploração dos recursos térmicos disponíveis.

4.3 Formulação do problema

O problema de optimização da exploração de recursos térmicos visa estabelecer um mapa de operações factível para cada unidade disponível num sistema de produção de energia eléctrica, durante o horizonte temporal considerado, de forma a satisfazer as restrições impostas pelo sistema — afectação de unidades. A forma de resolução deste problema consiste na minimização do custo total de operação durante o horizonte temporal de uma semana, sendo o mapa de operações estabelecido com a periodicidade de uma hora.

O problema de optimização da exploração de recursos térmicos corresponde nesta dissertação a um problema de optimização multiobjectivo. As funções objectivo a serem minimizadas simultaneamente são dadas por:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{u}) = \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^I C_{ik}(x_{i,k-1}, p_{ik}, u_{ik}) \quad (4.1)$$

$$g(\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{u}) = \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^I E_{ik}(x_{i,k-1}, p_{ik}, u_{ik}) \quad (4.2)$$

em que K é o número total de horas, I é o número total de recursos, e x_{ik} , p_{ik} , u_{ik} são, respectivamente, a variável de estado, a variável correspondente à potência entregue, e a variável de controlo ou de decisão para o recurso i na hora k .

A função objectivo em (4.1) é o custo total de operação, i.e., custo de operação para todos os recursos em todas as horas do horizonte temporal. O facto dos termos individualizados serem sempre não negativos implica que o custo total de operação é uma função separável e monótona não decrescente relativamente a cada um dos termos. Este facto garante as condições relativas às propriedades, necessárias e suficientes, que a função objectivo deve possuir para que se possa utilizar a optimização sequencial discreta — programação dinâmica.

A função de custo C_{ik} considerada corresponde ao custo de combustível: associado à quantidade de energia eléctrica obtida na conversão energética C_{ik}^{op} , ou ao gasto de combustível no arranque — custo de arranque C_{ik}^{arr} . No caso das unidades com turbinas a vapor, o custo de arranque depende do tempo de paragem anterior e do facto de se manterem ou não as caldeiras em actividade durante esse tempo de paragem. No caso das unidades com turbinas a gás, o custo de arranque é considerado constante.

O custo de combustível na conversão energética pode ser dado por um desenvolvimento em série de Taylor até à segunda ordem:

$$C_{ik}^{\text{op}}(p_{ik}, u_{ik}) = (\alpha_i + \beta_i p_{ik} + \gamma_i p_{ik}^2) u_{ik} \quad i \in I \quad k \in K \quad (4.3)$$

em que α_i , β_i e γ_i são os parâmetros que determinam o custo de combustível na conversão energética para a unidade i .

A função objectivo em (4.2) é a emissão total na operação, i.e., a emissão na operação para todos os recursos em todas as horas do horizonte temporal.

A função de emissão E_{ik} considerada é determinada pela emissão na conversão energética E_{ik}^{op} , ou pela emissão durante o arranque E_{ik}^{arr} . A emissão durante o arranque é função do gasto de combustível nesse arranque.

A emissão na conversão energética pode também ser dada por um desenvolvimento em série de Taylor até à segunda ordem:

$$E_{ik}^{\text{op}}(p_{ik}, u_{ik}) = (a_i + b_i p_{ik} + c_i p_{ik}^2) u_{ik} \quad i \in I \quad k \in K \quad (4.4)$$

em que a_i , b_i e c_i são os parâmetros que determinam a emissão na conversão energética para a unidade i .

O problema de optimização da exploração de recursos térmicos é sujeito a restrições do tipo global e restrições do tipo local, que definem o conjunto das decisões admissíveis. Estas restrições, anteriormente apresentadas no [Capítulo 2](#), são aqui repetidas por comodidade.

$$\sum_{i=1}^I p_{ik} = D_k \quad k \in K \quad (4.5)$$

$$\sum_{i=1}^I R_{mi}(x_{ik}, p_{ik}) \geq R_{mk}^{req} \quad m \in M \quad k \in K \quad (4.6)$$

$$\sum_{k=1}^K \sum_{i \in \mathcal{H}_n} H_{ni}(x_{i,k-1}, p_{ik}, u_{ik}) \leq H_n^{req} \quad n \in N \quad (4.7)$$

em que:

$$(x_{ik}, p_{ik}) = A_{ik}(x_{i,k-1}, u_{ik}) \quad i \in I \quad k \in K \quad (4.8)$$

com:

$$x_{i0} = X_i^0 \quad x_{iK} = X_i^K \quad u_{ik} \in \mathcal{U}_{ik} \quad p_{ik} \in \mathcal{P}_{ik} \quad (4.9)$$

O problema pode ser tipicamente abordado fazendo uso de duas metodologias: (1) programação dinâmica; (2) relaxação Lagrangeana.

A programação dinâmica é usada para sistemas termoeléctricos de reduzida dimensão, evitando a maldição da dimensionalidade. Assim, ignorando restrições de carácter dinâmico, i.e., restrições de tempo mínimo de paragem e funcionamento ou restrições de tomada e deslastre de carga, o número de configurações possíveis para a afectação de unidades é de 2^I , considerando apenas dois estados: ligado e desligado. Contudo, algumas dessas configurações poderão ser não admissíveis.

Para sistemas termoeléctricos de dimensão considerável é usada a metodologia baseada na relaxação Lagrangeana. A natureza binária da variável de controlo, em conjunto com as restrições de carácter dinâmico, aumenta de forma exponencial o número de configurações possíveis tornando inviável o uso directo da programação dinâmica.

A vantagem mais relevante que resulta da utilização da metodologia baseada na relaxação Lagrangeana reside na decomposição do problema em subproblemas. Assim, a afectação de unidades é obtida pela resolução dos subproblemas associados a cada uma das unidades, sendo as unidades optimizadas individualmente.

Esta vantagem é conseguida pela relaxação das restrições do tipo global. O problema é resolvido existindo a possibilidade de violação destas restrições, que são penalizadas na função objectivo de forma linear recorrendo aos multiplicadores de Lagrange. Ou por outras palavras, é substituída a descrição explícita das restrições do tipo global por um termo adicionado à função objectivo que pode ser interpretado como um custo associado à violação dessas mesmas restrições, sendo criada uma nova função objectivo denominada de função de Lagrange. Após a fase de decomposição do problema surge a fase de coordenação do problema, tendo por meta adaptar correctamente as decisões de acordo com as restrições do tipo global.

A metodologia baseada na relaxação Lagrangeana não apresenta a desvantagem da maldição da dimensionalidade típica da programação dinâmica, visto que, as exigências em termos de capacidade de memória e tempo de computação evoluem em proporcionalidade directa com a dimensão do problema, apresentando características apropriadas aos problemas reais. Ainda, a descrição das restrições de carácter dinâmico é formalmente bem enquadrada nesta metodologia.

Tendo em consideração a função objectivo em (4.1), a função de Lagrange pode ser escrita como:

$$\begin{aligned}
 L(x_{i,k-1}, p_{ik}, u_{ik}, \lambda, \mu, \nu) = & \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^I C_{ik}(x_{i,k-1}, p_{ik}, u_{ik}) \\
 & + \sum_{k=1}^K \lambda_k \left(D_k - \sum_{i=1}^I p_{ik} \right) \\
 & + \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M \mu_{mk} \left(R_{mk}^{req} - \sum_{i=1}^I R_{mi}(x_{ik}, p_{ik}) \right) \\
 & + \sum_{n=1}^N \nu_n \left(H_n^{req} - \sum_{k=1}^K \sum_{i \in \mathcal{H}_n} H_{ni}(x_{i,k-1}, p_{ik}, u_{ik}) \right) \quad (4.10)
 \end{aligned}$$

em que λ , μ e ν são os multiplicadores e Lagrange associados, respectivamente,   restric o que descreve a satisfação da procura de energia eléctrica, (4.5), às restricões de capacidade do sistema, (4.6), e às restricões cumulativas durante o horizonte temporal, (4.7). Assim, os termos adicionais em (4.10) correspondem à relaxação das restricões referidas.

O problema após a relaxação das restricões do tipo global é formulado por:

$$\text{Min } L(x_{i,k-1}, p_{ik}, u_{ik}, \lambda, \mu, \nu) \quad (4.11)$$

$$\mu \geq 0 \quad \nu \leq 0$$

sujeito a:

$$(x_{ik}, p_{ik}) = A_{ik}(x_{i,k-1}, u_{ik}) \quad i \in I \quad k \in K$$

com:

$$x_{i0} = X_i^0 \quad x_{iK} = X_i^K \quad u_{ik} \in \mathcal{U}_{ik} \quad p_{ik} \in \mathcal{P}_{ik}$$

Os multiplicadores de Lagrange são denominados de preços sombra, cuja interpretação em termos económicos para a restrição que descreve a satisfação da procura de energia eléctrica é a seguinte: (1) se a produção está em defeito o valor da função objectivo aumenta, sendo assim possível conjecturar a realização de uma suposta compra da quantidade em defeito num mercado, no qual o custo unitário é determinado pelo preço sombra; (2) se a produção está em excesso o valor da função objectivo diminui, sendo assim possível conjecturar a realização de uma suposta venda da quantidade em excesso num mercado, no qual o custo unitário é determinado pelo preço sombra.

A função de Lagrange, gerada após o enfraquecimento do problema primal, é denominada de função dual de Lagrange, Assim, a função dual de Lagrange é dada por:

$$q(\lambda, \mu, \nu) = \text{Min } L(x_{i,k-1}, p_{ik}, u_{ik}, \lambda, \mu, \nu) \quad (4.12)$$

$$\mu \geq 0 \quad \nu \leq 0$$

sujeito a:

$$(x_{ik}, p_{ik}) = A_{ik}(x_{i,k-1}, u_{ik}) \quad i \in I \quad k \in K$$

com:

$$x_{i0} = X_i^0 \quad x_{iK} = X_i^K \quad u_{ik} \in \mathcal{U}_{ik} \quad p_{ik} \in \mathcal{P}_{ik}$$

Esta função dual de Lagrange exhibe propriedades que importa caracterizar: (1) é uma função côncava; (2) é uma função subdiferenciável. O facto da função dual de Lagrange ser uma função côncava, e existindo por hipótese uma solução primal admissível, implica que exista uma solução óptima global para o problema de maximização desta função, que é denominado de problema dual de Lagrange [Mariano00].

O problema dual de Lagrange é formulado por:

$$\text{Max } q(\lambda, \mu, \nu) \quad (4.13)$$

sujeito a:

$$\mu \geq 0 \quad \nu \leq 0$$

sendo a função dual de Lagrange dada por:

$$\begin{aligned} q(\lambda, \mu, \nu) = & \sum_{i=1}^I q_i(\lambda, \mu, \nu) + \sum_{k=1}^K \lambda_k D_k \\ & + \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M \mu_{mk} R_{mk}^{req} + \sum_{n=1}^N \nu_n H_n^{req} \end{aligned} \quad (4.14)$$

em que:

$$\begin{aligned} q_i(\lambda, \mu, \nu) = & \text{Min} \sum_{k=1}^K \left(C_{ik}(x_{i,k-1}, p_{ik}, u_{ik}) - \lambda_k p_{ik} \right. \\ & - \sum_{m=1}^M \mu_{mk} R_{mi}(x_{ik}, p_{ik}) \\ & \left. - \sum_{n=1}^N \nu_n H_{ni}(x_{i,k-1}, p_{ik}, u_{ik}) \right) \end{aligned} \quad (4.15)$$

sujeito a:

$$(x_{ik}, p_{ik}) = A_{ik}(x_{i,k-1}, u_{ik}) \quad i \in I \quad k \in K$$

com:

$$x_{i0} = X_i^0 \quad x_{iK} = X_i^K \quad u_{ik} \in \mathcal{U}_{ik} \quad p_{ik} \in \mathcal{P}_{ik}$$

O problema dual de Lagrange consiste na maximização de um problema de minimização. Tipicamente, este problema dual de Lagrange é referido como um problema de *maxmin*, sendo neste caso o problema primal referido como um problema de *minmax*.

A resolução do problema dual de Lagrange é obtida através de algoritmos iterativos [Mariano00, Mendes95, Mendes96], sendo o processo terminado por um critério de paragem baseado no número de iterações, após o qual é realizada uma avaliação do erro da decisão.

Uma medida do erro da decisão relativamente à fazibilidade primal corresponde aos desvios associados às restrições, sendo os desvios dados pelo seguinte vector:

$$\mathbf{g} = \begin{bmatrix} \dots \\ D_k - \sum_{i=1}^I p_{ik} \\ \dots \\ \text{-----} \\ \dots \\ R_{mk}^{req} - \sum_{i=1}^I R_{mi}(x_{ik}, p_{ik}) \\ \dots \\ \text{-----} \\ \dots \\ H_n^{req} - \sum_{k=1}^K \sum_{i \in \mathcal{H}_n} H_{ni}(x_{i,k-1}, p_{ik}, u_{ik}) \\ \dots \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

A solução óptima do problema dual não é necessariamente óptima para o problema primal, visto que, minimiza um custo determinado pela função de Lagrange mas pode não satisfazer as restrições que descrevem o problema primal. Por exemplo, pode não satisfazer a restrição que descreve a satisfação da procura de energia eléctrica, pelo que a solução do problema dual irá corresponder, em termos de problema primal, a uma produção em excesso ou a uma produção em defeito.

O conceito de salto de dualidade está relacionado com o valor da solução do problema primal e com o valor da solução do problema dual. O salto de dualidade é, por definição, a diferença entre estes dois valores e é sempre não negativo, visto que, o valor da solução do problema primal é maior ou igual ao valor da solução do problema dual. Assim, após a resolução do problema dual é tipicamente necessário um procedimento de admissibilidade, que levará a que o vector em (4.16) seja nulo. Este procedimento, embora possa ser em adição desviante da solução óptima, é necessário para assegurar que a solução seja factível.

4.4 Problema de optimização multiobjectivo

O problema que consiste em otimizar simultaneamente um conjunto de funções objectivo é denominado de problema de optimização multiobjectivo [Miettinen99].

O problema de optimização multiobjectivo considerado nesta dissertação é formulado por:

$$\text{Min } \{f(\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{u}), g(\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{u})\} \quad (4.17)$$

sujeito a:

$$(\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{u}) \in \mathcal{F} \quad (4.18)$$

As funções objectivo consideradas são conflitantes, i.e., não existe uma solução única que minimize simultaneamente as funções objectivo, sendo contudo possível identificar soluções que definem compromissos entre as funções objectivo — soluções não dominadas, não inferiores ou óptimas-Pareto.

Uma das metodologias utilizadas para a obtenção das soluções não dominadas recorre à soma ponderada das funções objectivo, dada por:

$$h(\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{u}) = w f(\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{u}) + (1 - w) \xi g(\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{u}) \quad (4.19)$$

em que ξ é o factor de escala para as emissões, em unidade económica por unidade de emissão, e w é o factor de ponderação que determina a combinação convexa em (4.19), cujo valor tem que satisfazer a relação $0 \leq w \leq 1$ de acordo com a metodologia da soma ponderada das funções objectivo.

A curva determinada pelas soluções não dominadas é denominada de curva de compromisso, *trade-off curve* na literatura anglo-saxónica, ou curva de Pareto.

A pergunta que se coloca é a seguinte: Como se procede à escolha da melhor solução de compromisso do conjunto de soluções não dominadas?

Após a obtenção do conjunto de soluções não dominadas, graficamente ilustrado pela curva de Pareto, a melhor solução de compromisso é determinada pela variação do decréscimo percentual na emissão total com o incremento percentual no custo total.

Cada solução não dominada o é caracterizada por um custo total e por uma emissão total. Esta solução pertence ao conjunto de soluções não dominadas O , e representa um mapa de operações fazível, durante o horizonte temporal considerado. O incremento percentual no custo total para cada solução não dominada o , relativamente ao custo total mínimo, é dado por:

$$f_{\%}(\mathbf{x}^o, \mathbf{p}^o, \mathbf{u}^o) = \frac{f(\mathbf{x}^o, \mathbf{p}^o, \mathbf{u}^o) - f^{\min}}{f^{\min}} \times 100\% \quad (4.20)$$

O decréscimo percentual na emissão total para cada solução não dominada o , relativamente à emissão total máxima, é dado por:

$$g_{\%}(\mathbf{x}^o, \mathbf{p}^o, \mathbf{u}^o) = \frac{g^{\max} - g(\mathbf{x}^o, \mathbf{p}^o, \mathbf{u}^o)}{g^{\max}} \times 100\% \quad (4.21)$$

Um novo parâmetro — taxa de variação ζ — é definido para cada solução não dominada o , relativamente à solução não dominada anterior $o-1$, sendo dado por:

$$\zeta^o = \frac{g_{\%}(\mathbf{x}^o, \mathbf{p}^o, \mathbf{u}^o) - g_{\%}(\mathbf{x}^{o-1}, \mathbf{p}^{o-1}, \mathbf{u}^{o-1})}{f_{\%}(\mathbf{x}^o, \mathbf{p}^o, \mathbf{u}^o) - f_{\%}(\mathbf{x}^{o-1}, \mathbf{p}^{o-1}, \mathbf{u}^{o-1})} \times \frac{f_{\%}^{\max}}{g_{\%}^{\max}} \quad (4.22)$$

que define a variação do decréscimo percentual na emissão total com o incremento percentual no custo total, comparativamente à variação máxima.

A esta taxa de variação corresponde um ângulo de declive θ , dado por:

$$\theta^\circ = \tan^{-1}(\zeta^\circ) \quad (4.23)$$

O novo parâmetro, taxa de variação, e o correspondente ângulo de declive, possibilitam a escolha apropriada da melhor solução de compromisso entre a solução correspondente ao custo total mínimo e a solução correspondente à emissão total mínima.

O ângulo de declive θ varia entre 0° a 90° quando o factor de ponderação w varia entre 0 e 1. Por um lado, se o ângulo de declive θ é reduzido, o decréscimo percentual na emissão total é inferior ao incremento percentual no custo total. Por outro lado, se o ângulo de declive θ é elevado, o decréscimo percentual na emissão total é superior ao incremento percentual no custo total.

Na nova metodologia baseada em optimização multiobjectivo a melhor solução de compromisso é determinada para uma taxa de variação ζ maior ou igual a 1, correspondendo a um ângulo de declive θ de pelo menos 45° , visto que, para uma taxa de variação ζ inferior a 1 o decréscimo percentual na emissão total é inferior ao incremento percentual no custo total.

4.5 Resultados numéricos

Nesta secção são apresentados os resultados numéricos obtidos, ilustrando o desempenho da nova metodologia baseada em optimização multiobjectivo para a exploração de recursos térmicos [Catalão05a, Catalão06c].

O caso de estudo é constituído por um sistema termoeléctrico com onze unidades, descrito na Tabela 4.1, sendo o horizonte temporal de 168 horas. Este sistema termoeléctrico pretende reproduzir um sistema real mas de menor dimensão, visto que, permite abordar o problema primal de forma directa através da programação dinâmica, assegurando a obtenção da solução óptima.

Tabela 4.1 – Parâmetros das unidades, custos de arranque e restrições de potência.

Unidade i	α_i	β_i	γ_i	a_i	b_i	c_i	C_i^{arr}	p_i^{min}	p_i^{max}
1	1675	18.78	0.013	25.80	-0.52	0.007	3350	60	300
2	1207	18.96	0.018	26.90	-0.54	0.007	2415	60	300
3	2277	19.71	0.010	30.10	-0.49	0.004	4553	50	500
4	2292	20.84	0.010	25.30	-0.56	0.004	4584	50	500
5	2239	21.02	0.009	30.10	-0.39	0.004	4479	50	460
6	2516	19.78	0.012	25.30	-0.53	0.004	5032	50	500
7	1895	20.86	0.019	23.90	-0.40	0.008	3789	20	215
8	1860	22.00	0.015	23.90	-0.40	0.008	3720	20	210
9	1410	20.39	0.049	31.60	-0.63	0.004	2821	20	250
10	1270	17.92	0.077	34.30	-0.68	0.004	2539	20	250
11	1469	19.71	0.077	22.90	-0.64	0.005	2937	20	210

O perfil da procura de energia eléctrica é apresentado na Figura 4.1. Este perfil é obtido com base no diagrama de cargas do SEN. Assim, é realizada uma redução na potência de ponta para que o conjunto de unidades consiga satisfazer a procura de energia eléctrica, mantendo todas as outras características do diagrama de cargas. Nomeadamente, a sua evolução ao longo do horizonte temporal e as relações existentes entre os valores de potência nas horas de ponta e nas horas de vazio.

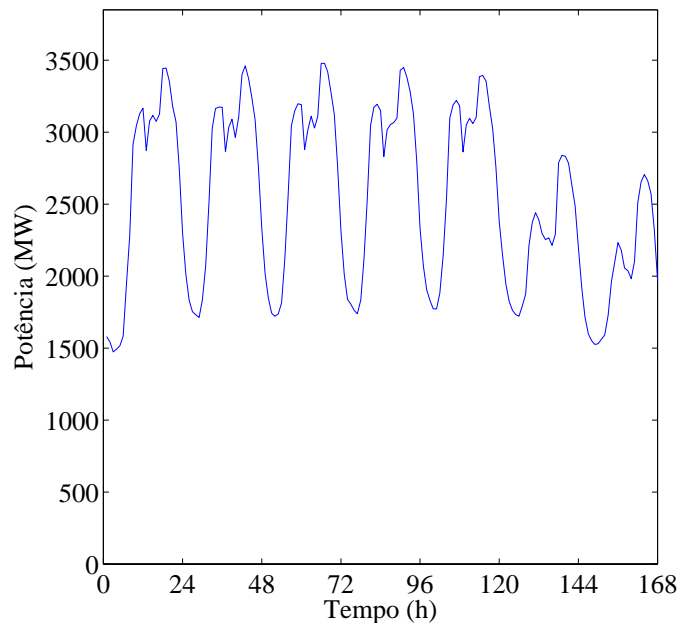


Figura 4.1 – Perfil da procura de energia eléctrica.

A nova metodologia proposta foi implementada num computador com processador a 1.6-GHz e 512 MB de RAM, usando linguagem FORTRAN. Inicialmente, a afectação de unidades é realizada considerando para função objectivo só o custo total ou só a emissão total, i.e., são realizadas duas optimizações para se determinarem as soluções extremas da curva de Pareto: (1) solução correspondente ao custo total mínimo; (2) solução correspondente à emissão total mínima. Posteriormente, o custo total e a emissão total são considerados simultaneamente através da metodologia apresentada na secção anterior.

A produção horária total para as unidades 1 a 6 e para as unidades 7 a 11 é apresentada, respectivamente, nas Figuras 4.2 e 4.3. Neste caso de estudo, as unidades 1 a 6 têm custos inferiores, mas são mais poluentes, comparativamente às unidades 7 a 11. Assim, na Figura 4.2 a potência horária total é mais elevada na solução correspondente ao custo total mínimo, enquanto que na Figura 4.3 a potência horária total é mais elevada na solução correspondente à emissão total mínima.

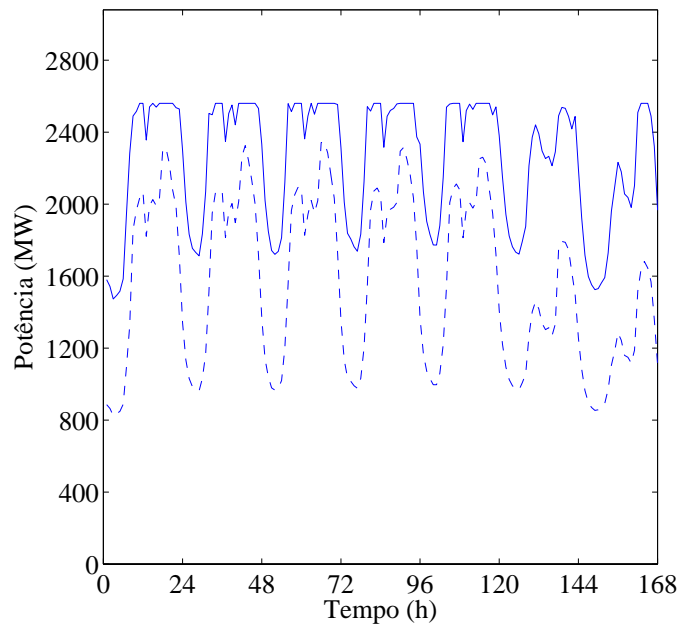


Figura 4.2 – Produção horária total para as unidades 1 a 6. As linhas a traço contínuo e as linhas a traço interrompido representam, respectivamente, a solução correspondente ao custo total mínimo e a solução correspondente à emissão total mínima.

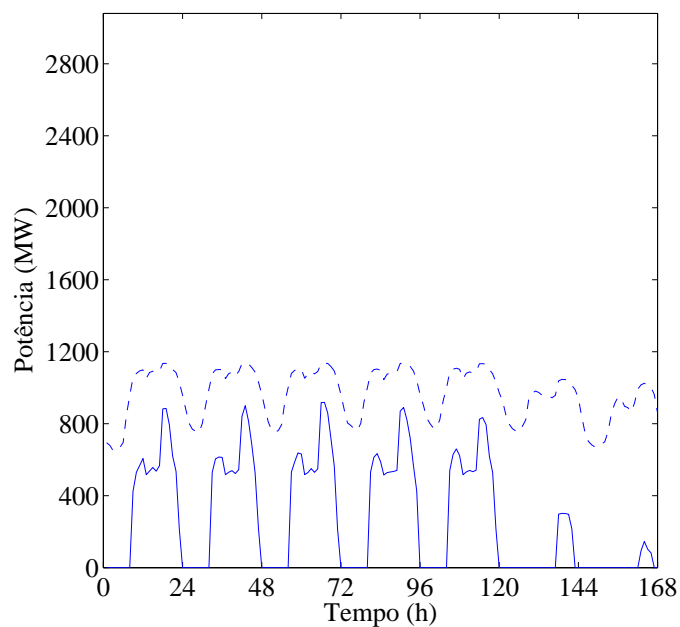


Figura 4.3 – Produção horária total para as unidades 7 a 11. As linhas a traço contínuo e as linhas a traço interrompido representam, respectivamente, a solução correspondente ao custo total mínimo e a solução correspondente à emissão total mínima.

Na solução correspondente ao custo total mínimo, as unidades 1 a 6 são afectadas à potência máxima nas horas de ponta, visto que, apresentam menores custos. As unidades 7 a 11 não são afectadas nas horas de vazio, visto que, apresentam maiores custos. Assim, a afectação de unidades segue o perfil da procura de energia eléctrica. Contudo, se os custos de arranque forem aumentados pode existir uma maior tendência para não ligar as unidades e, uma vez ligadas, para não as desligar. A afectação de unidades para o custo total mínimo é apresentada na [Figura 4.4](#).

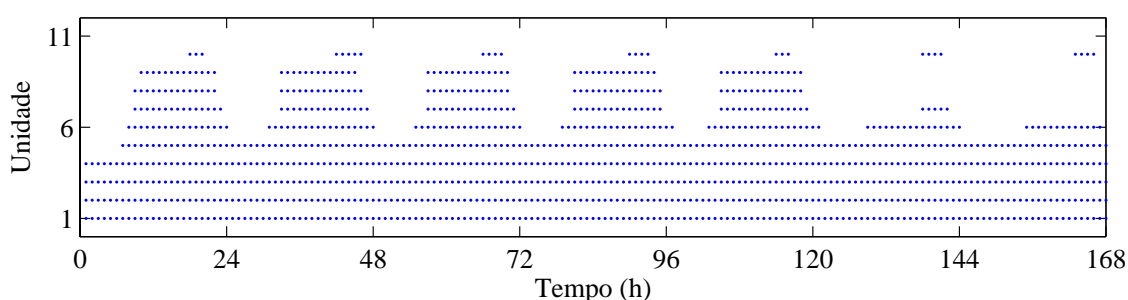


Figura 4.4 – Afectação de unidades para o custo total mínimo. Na figura é assinalada com “.” a decisão de afectar a unidade à produção.

Na solução correspondente à emissão total mínima, as unidades 1 a 6 são afectadas a potência inferior de forma a minimizar a emissão total, pelo que estas unidades operam em pontos de menor eficiência, sendo expectável um custo total superior. Assim, todas as unidades são afectadas de forma a satisfazer a procura de energia eléctrica. A afectação de unidades para a emissão total mínima é apresentada na [Figura 4.5](#).

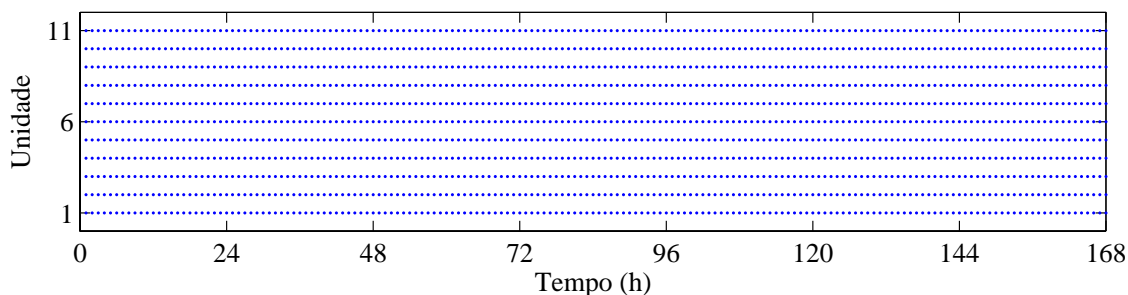


Figura 4.5 – Afectação de unidades para a emissão total mínima. Na figura é assinalada com “.” a decisão de afectar a unidade à produção.

Nas Figuras 4.6 a 4.10 são apresentadas as soluções não dominadas da curva de Pareto para o factor de escala $\xi = \{1, 7, 14, 21, 28\}$. Este factor de escala corresponde ao preço da licença de emissão de CO₂ para a atmosfera, sendo este preço fornecido pelo mercado de emissões. Assim, são apresentados cinco cenários possíveis para o factor de escala.

A curva de Pareto representa um compromisso entre o custo total e a emissão total. Cada uma das 101 soluções não dominadas, apresentadas em consequência da variação do factor de ponderação w entre 0 e 1 com incrementos de 0.01, corresponde a uma afectação de unidades para o horizonte temporal de 168 horas. Esta curva apresenta um acentuado declive no início, i.e., o ângulo de declive θ é cerca de 90°, sendo o factor de ponderação w cerca de 1, pelo que a solução se encontra próxima da solução correspondente ao custo total mínimo. Assim, por exemplo, para um incremento no custo total de 2.0% é obtido um decréscimo na emissão total de 16.5%. No final da curva sucede o oposto, i.e., o ângulo de declive θ é cerca de 0°, sendo o factor de ponderação w cerca de 0, pelo que a solução se encontra próxima da solução correspondente à emissão total mínima. Assim, por exemplo, para o mesmo incremento no custo total de 2.0% é obtido apenas um decréscimo na emissão total de 0.9%. Em termos globais, para um incremento no custo total de 12.4% é obtido um decréscimo na emissão total de 42.1%.

Os cinco cenários apresentados permitem ilustrar a variação na distribuição das soluções não dominadas, ao longo da curva de Pareto, em função do factor de escala ξ . O factor de escala aumenta a preponderância da função objectivo emissão total comparativamente à função objectivo custo total, pelo que tende a aumentar o número de soluções não dominadas próximo da solução correspondente à emissão total mínima. Assim, o factor de escala influencia a escolha da melhor solução de compromisso e consequente decisão de afectação de unidades, atendendo ao mercado de emissões.

Cenário_1: $\xi = 1$

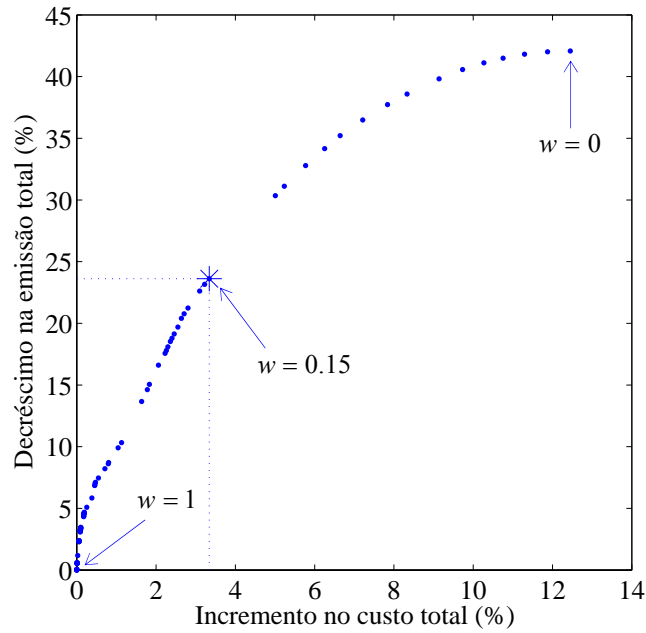


Figura 4.6 – Soluções não dominadas da curva de Pareto para $\xi = 1$. Na figura é assinalada com ‘*’ a melhor solução de compromisso.

Cenário_2: $\xi = 7$

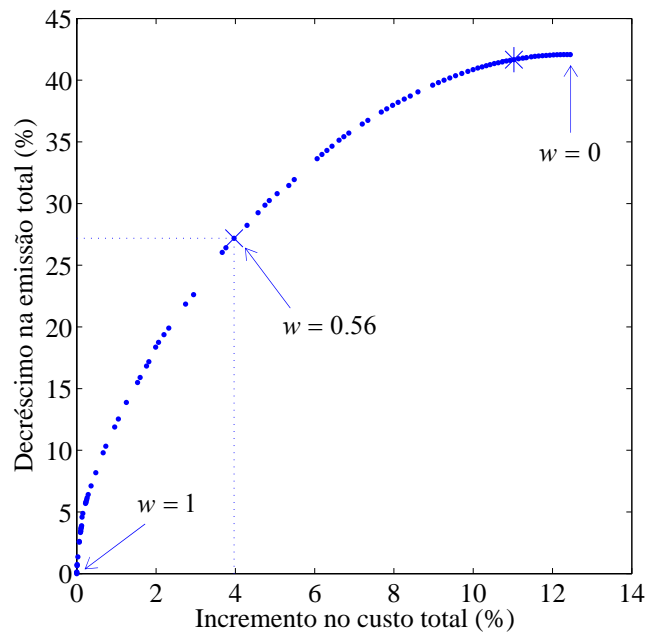


Figura 4.7 – Soluções não dominadas da curva de Pareto para $\xi = 7$. Na figura é assinalada com ‘×’ a melhor solução de compromisso.

Cenário_3: $\xi = 14$

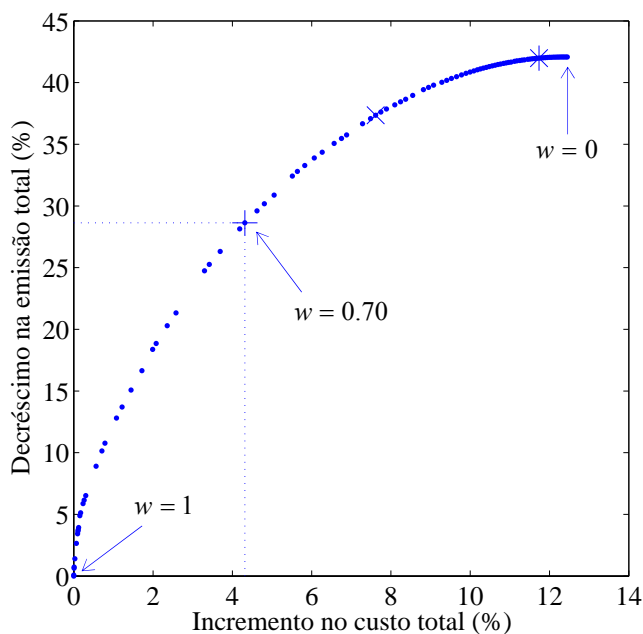


Figura 4.8 – Soluções não dominadas da curva de Pareto para $\xi = 14$. Na figura é assinalada com ‘+’ a melhor solução de compromisso.

Cenário_4: $\xi = 21$

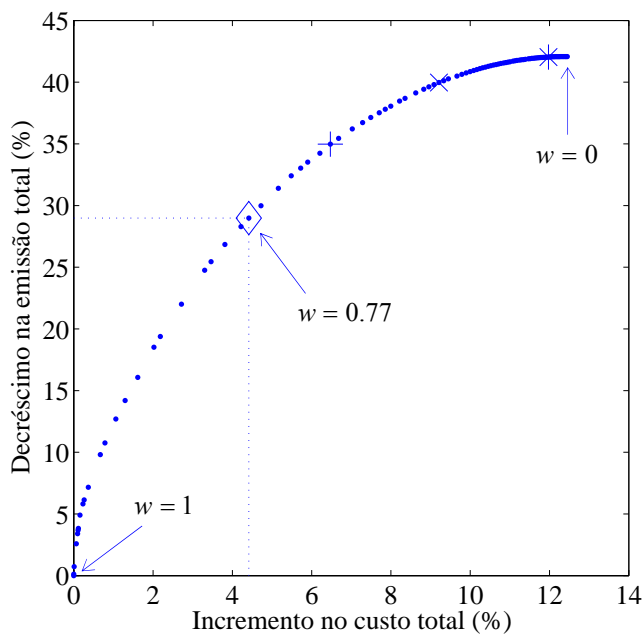


Figura 4.9 – Soluções não dominadas da curva de Pareto para $\xi = 21$. Na figura é assinalada com ‘◇’ a melhor solução de compromisso.

Cenário_5: $\xi = 28$

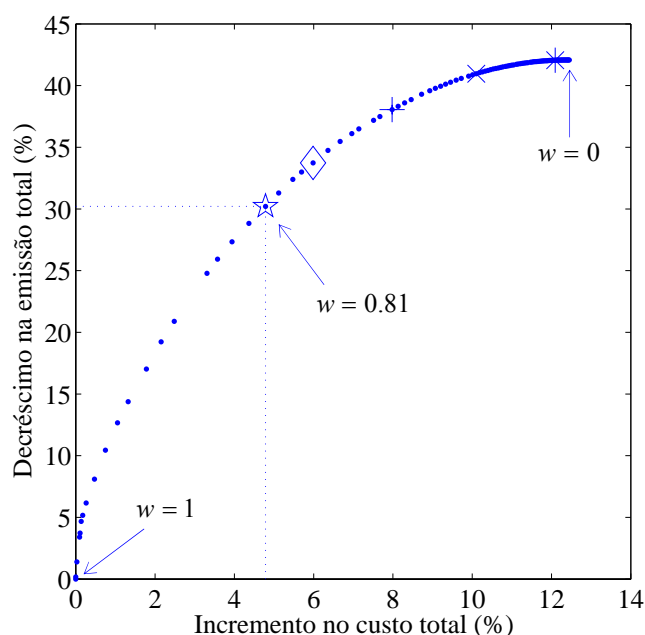


Figura 4.10 – Soluções não dominadas da curva de Pareto para $\xi = 28$. Na figura é assinalada com ‘☆’ a melhor solução de compromisso.

Na Tabela 4.2 são apresentados os resultados comparativos para a afectação de unidades. Assim, à medida que o factor de escala ξ aumenta, a melhor solução de compromisso aproxima-se da solução correspondente à emissão total mínima.

Tabela 4.2 – Resultados comparativos para a afectação de unidades.

Afectação de unidades	Factor de escala	Custo total (\$)	Energia total (MWh)	Emissão total (Mg)
Custo total mínimo $w = 1$	-	12 994 446	425 508	601 229
Emissão total mínima $w = 0$	-	14 611 950	425 508	348 237
Melhor solução de compromisso	$\xi = 1$	13 428 794	425 508	459 242
	$\xi = 7$	13 510 222	425 508	437 812
	$\xi = 14$	13 555 299	425 508	429 086
	$\xi = 21$	13 568 139	425 508	426 994
	$\xi = 28$	13 589 192	425 508	423 791

Ainda, o tempo de computação requerido pela nova metodologia proposta é de 270s, correspondendo em média a 2.67s para cada solução não dominada.

4.6 Conclusões

Perante os novos compromissos internacionais estabelecidos pelo Protocolo de Quioto, os custos provenientes das emissões de GEE devem ser internalizados. Assim, o problema de optimização da exploração de recursos térmicos deve ter em consideração simultaneamente o objectivo económico e o objectivo ambiental.

A resolução deste problema foi obtida através de uma nova metodologia baseada em optimização multiobjectivo, que tem em consideração o conflito entre os objectivos considerados no sentido de suportar a decisão da afectação de unidades em mercado de emissões. A melhor solução de compromisso, entre a solução correspondente ao custo total mínimo e a solução correspondente à emissão total mínima, foi determinada em consequência do novo parâmetro apresentado, taxa de variação, e do correspondente ângulo de declive.

Os resultados numéricos confirmam o bom desempenho da nova metodologia proposta, visto que, fornece a curva de Pareto e a melhor solução de compromisso, do conjunto de soluções não dominadas, com um tempo de computação reduzido.

CAPÍTULO

5

Optimização da Exploração de Recursos Hídricos

Neste capítulo é enunciado e descrito o problema de optimização da exploração de recursos hídricos. Uma nova metodologia baseada em optimização não linear é proposta para a resolução deste problema tendo em consideração o efeito de queda. Apresentam-se os resultados numéricos obtidos e conclui-se sobre o desempenho da nova metodologia proposta.

5.1 Introdução

Os recursos hídricos visam a utilização da água dos rios como força motriz para a produção de energia eléctrica. Para essa utilização da água dos rios é necessária a existência de barragens. Estas barragens, além de permitirem a produção de energia eléctrica, permitem a regularização do rio, i.e., acondicionar a água quando ela é excessiva, prevenindo e controlando cheias, e permitem ainda o abastecimento doméstico e industrial, a rega, a navegação, o recreio e o lazer.

No âmbito da política energética comunitária relativamente à protecção do ambiente, a Directiva 2001/77/CE de 27 de Setembro de 2001 estabeleceu objectivos indicativos para o aproveitamento dos recursos endógenos, nomeadamente através das energias renováveis e não poluentes, no sentido de reduzir a dependência energética da UE face aos combustíveis fósseis, contribuindo simultaneamente para a limitação das emissões de GEE. Portugal definiu a meta de 39% da procura de energia eléctrica ser satisfeita por produção a partir de energias renováveis até 2010.

O carácter não poluente é associado não só à produção a partir de energias renováveis, mas também à produção a partir de energia nuclear, cuja contribuição é irrelevante para as emissões de GEE. Contudo, a energia nuclear não tem sido uma opção em Portugal, devido à opinião pública sobre a perigosidade dos resíduos radioactivos produzidos e o potencial risco de acidente durante a operação.

O aumento da produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis deverá ser alcançado principalmente pela exploração dos recursos hídricos existentes e pela exploração de novos parques eólicos, visto que, não é previsível que o contributo de outras fontes renováveis — solar, geotérmica e biomassa, por exemplo — possa ter dimensão e competitividade suficientes que permitam atingir uma quota de produção significativa no prazo referido.

A componente hídrica assume relevo na produção anual de energia eléctrica, quer pela potência já instalada, quer pelo potencial ainda por aproveitar, embora a sua contribuição varie de anos húmidos para anos secos de acordo com a maior ou menor pluviosidade. Atendendo à evolução típica do diagrama de cargas ao longo do dia, os recursos hídricos têm a vantagem de poder responder prontamente a solicitações de potência, visto que, o armazenamento de energia sob a forma potencial constitui uma reserva estratégica de utilização praticamente imediata. A produção hidroeléctrica é utilizada quando o seu valor económico é mais elevado, i.e., durante as pontas do diagrama de cargas, ou quando a afluência hídrica é considerável, não sendo possível o seu armazenamento. Assim, os recursos hídricos desempenham um papel fundamental para o sistema electroprodutor nacional, aliando segurança, fiabilidade e economia de produção, apresentando ainda uma elevada flexibilidade de operação. Contrariamente, os parques eólicos apresentam fraca capacidade operacional e elevada volatilidade.

Os aproveitamentos hidroeléctricos podem ser classificados de acordo com a potência instalada, atendendo ao Decreto-Lei n.º 189/88, em: (1) mini-hídricas, de potência instalada inferior a 10 MW; (2) grandes aproveitamentos hidroeléctricos, de potência instalada superior a 10 MW.

Ainda, os grandes aproveitamentos hidroeléctricos podem ser classificados de acordo com a capacidade de armazenamento em:

- A1 Aproveitamentos a fio de água — apresentam uma capacidade de armazenamento reduzida, aproveitando a energia do caudal afluente.
- A2 Aproveitamentos de albufeira — armazenam o caudal afluente para utilização em condições mais vantajosas. Alguns destes aproveitamentos possuem capacidade de bombagem, podendo funcionar como turbina gerando energia eléctrica, ou podendo funcionar como bomba voltando a repor água na albufeira. Assim, estes aproveitamentos podem proporcionar acréscimos de produção nas horas de ponta à custa de consumo nas horas de vazão.

Nos aproveitamentos a fio de água a altura de queda pode variar significativamente, tornando a eficiência de exploração sensível à altura de queda — efeito de queda, de natureza não linear. Em Portugal, essa é a situação por exemplo no rio Douro, cujos aproveitamentos contribuem de forma relevante para a produção de energia eléctrica. Assim, o desenvolvimento de uma nova metodologia de optimização para a exploração de recursos hídricos, que tenha em consideração o efeito de queda, torna-se indispensável.

5.2 Eficiência de exploração — efeito de queda

Nos aproveitamentos hidroeléctricos a energia primária provém da afluência hídrica, que para além de possuir carácter aleatório terá ainda que ser utilizada de acordo com a capacidade de armazenamento, capacidade essa que é limitada pelo volume máximo de água nos reservatórios. Sob o ponto de vista energético, existe uma característica típica dos recursos hídricos, com maior ou menor relevância conforme o tipo de aproveitamento, que deriva da capacidade potencial da afluência hídrica ter a sua valorização dependente da altura de queda, visto que, um mesmo volume de água pode apresentar potencialidades de produção diferentes consoante a altura de queda.

Cada central hídrica é caracterizada por uma relação de três variáveis: potência entregue p_{jk} , caudal de água turbinado q_{jk} , e altura de queda h_{jk} . Se nessa relação uma das variáveis for mantida constante, por exemplo a altura de queda, cada central é caracterizada por um conjunto de curvas características de potência entregue versus caudal de água turbinado, como é apresentado na Figura 5.1.

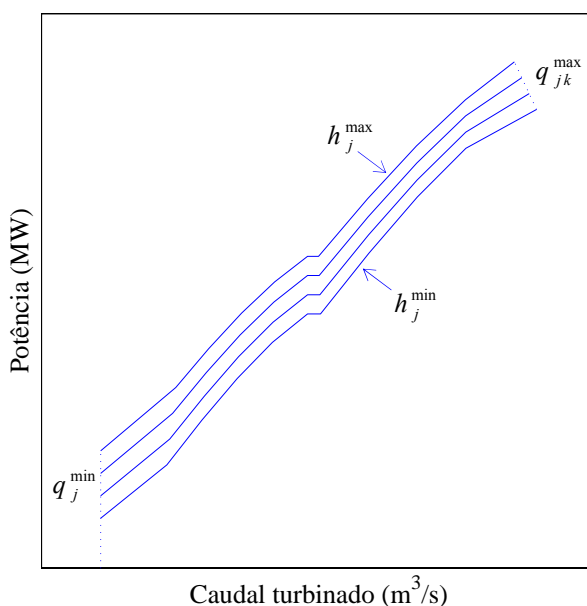


Figura 5.1 – Conjunto de curvas características para uma central hídrica.

O efeito de queda é um problema complexo e relevante na optimização da exploração de recursos hídricos. Tipicamente, considera-se que os recursos hídricos operam em condições estacionárias com altura de queda constante, sendo assumindo que a potência entregue é representada por uma função afim do caudal de água turbinado.

A representação anterior é tanto mais adequada quanto menos significativa for a variação da altura de queda. Para aproveitamentos de montanha a altura de queda é geralmente elevada, logo as variações da altura de queda são relativamente reduzidas. Em Portugal, essa é a situação por exemplo dos aproveitamentos no rio Cávado. Uma outra situação é a de aproveitamentos com capacidade de armazenamento elevada e altura de queda reduzida. Nesta outra situação o caudal de água turbinado não altera significativamente o nível de água nos reservatórios, e portanto as variações da altura de queda são também relativamente reduzidas. Em Portugal, essa é a situação por exemplo do aproveitamento de Castelo de Bode.

Para aproveitamentos a fio de água a situação é diferente das duas situações anteriores. Em Portugal, essa é a situação por exemplo dos aproveitamentos no rio Douro. Os aproveitamentos no rio Douro estão situados nas suas zonas internacional (aproveitamentos a fio de água de Miranda, Picote e Bemposta) e nacional (aproveitamentos a fio de água de Pocinho, Valeira, Régua, Carrapatelo e Crestuma-Lever), e ainda em alguns dos seus afluentes (aproveitamentos de albufeira de Vilar-Tabuaço e Torrão). Este sistema hidroeléctrico contribui de forma relevante para a produção de energia eléctrica em Portugal, dispondo no seu conjunto de uma potência instalada que é cerca de metade da potência total do sistema hidroeléctrico nacional. Contudo, nestes aproveitamentos a fio de água a capacidade de armazenamento e a altura de queda são reduzidas. O tempo de vazamento, i.e., o tempo que levaria um reservatório a atingir o nível mínimo de água partindo do nível máximo de água e sem afluência hídrica, é de apenas algumas horas.

Devido ao reduzido volume de água nos reservatórios, a altura de queda sofre variações significativas que levam a potência entregue para a altura máxima de queda a atingir valores muito superiores aos verificados para a altura mínima de queda.

Fica claro que, para aproveitamentos a fio-de-água, com capacidade de armazenamento e altura de queda reduzidas, é necessário considerar matematicamente o efeito de queda ao nível da função objectivo, e não só a nível contabilístico com actualizações de potência para a altura de queda realmente obtida. O problema do efeito de queda na optimização é ainda mais agudizado pelo aumento da potência instalada, quer de produção, quer de bombagem. O volume de água nos reservatórios mantém-se, as capacidades de turbinar e de bombear aumentam, logo o efeito de queda pode ser mais acentuado.

5.3 Formulação do problema

O problema de optimização da exploração de recursos hídricos visa determinar os níveis de utilização para cada reservatório da cascata, durante o horizonte temporal considerado, atendendo à disponibilidade de água e às restrições físicas e operacionais de cada recurso. A forma de resolução deste problema consiste na maximização do valor económico da produção hidroeléctrica durante o horizonte temporal de uma semana, subdividido em períodos de uma hora.

O problema de optimização da exploração de recursos hídricos corresponde nesta dissertação a um problema de optimização não linear. A função objectivo a ser maximizada é dada por:

$$F = \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K \lambda_k p_{jk} + \sum_{j=1}^J \Psi_j(v_{jK}) \quad (5.1)$$

em que K é o número total de horas, J é o número total de reservatórios, λ_k é o preço da energia eléctrica na hora k , p_{jk} é a potência entregue pela central j na hora k , e Ψ_j é uma função que determina o valor económico futuro da água armazenada no reservatório j .

A função objectivo em (5.1) é composta por dois termos. O primeiro termo representa o lucro total auferido com a exploração dos recursos envolvidos no planeamento. O segundo termo representa o valor económico que a água armazenada nos reservatórios tem para a exploração futura, sendo este valor fornecido pelo planeamento de médio prazo.

Assim, num aproveitamento hidroeléctrico uma exploração incorrecta pode levar, em caso de utilização excessiva em determinados períodos com afluência hídrica reduzida, ao comprometimento da sua utilização no futuro e, em caso de não utilização em determinados períodos com afluência hídrica considerável, à inevitável descarga de água e conseqüente desperdício de energia [Carvalho94].

O problema de optimização da exploração de recursos hídricos é sujeito a restrições de igualdade e restrições de desigualdade ou limites nas variáveis. As seguintes restrições descrevem as limitações de exploração associadas aos recursos:

$$v_{jk} = v_{j,k-1} + a_{jk} + \sum_{y \in \mathcal{Y}_j} (q_{y,k-\tau_{yj}^q} + s_{y,k-\tau_{yj}^s}) - q_{jk} - s_{jk} \quad j \in J \quad k \in K \quad (5.2)$$

$$p_{jk} = q_{jk} \eta_{jk}(h_{jk}) \quad j \in J \quad k \in K \quad (5.3)$$

$$h_{jk} = l_{f(j)k}(v_{f(j)k}) - l_{t(j)k}(v_{t(j)k}) \quad j \in J \quad k \in K \quad (5.4)$$

$$v_j^{\min} \leq v_{jk} \leq v_j^{\max} \quad j \in J \quad k \in K \quad (5.5)$$

$$q_j^{\min} \leq q_{jk} \leq q_{jk}^{\max}(h_{jk}) \quad j \in J \quad k \in K \quad (5.6)$$

$$s_{jk} \geq 0 \quad j \in J \quad k \in K \quad (5.7)$$

Em (5.2)   apresentada a equa o do balanço da água para cada reservatório, em que v_{jk} é o volume de água no reservatório j no final da hora k , a_{jk} é a afluência ao reservatório j na hora k , q_{jk} é o caudal de água turbinado proveniente do reservatório j na hora k , s_{jk} é o caudal de água descarregado pelo reservatório j na hora k , τ_{yj}^q é o tempo que o caudal de água turbinado demora desde o reservatório y até ao reservatório j , τ_{yj}^s   o tempo que o caudal de água descarregado demora desde o reservatório y até ao reservatório j , e \mathcal{Y}_j é o conjunto de reservatórios imediatamente a montante do reservatório j . Esta equa o representa a dinâmica de cada reservatório e as ligações hidráulicas da cascata. O tempo de trânsito hídrico é considerado apenas no caso da duração desse trânsito hídrico ser significativa relativamente ao intervalo de tempo estabelecido para um período do horizonte temporal.

Em (5.3) a potência entregue p_{jk} é considerada uma função do caudal de água turbinado q_{jk} e da eficiência de exploração η_{jk} , que depende da altura de queda h_{jk} entre o reservatório a montante, donde provém a água para a central, e o reservatório a jusante, para onde é enviada posteriormente a água, da central.

Em (5.4) a altura de queda é considerada uma função do nível de água nos reservatórios a montante $l_{f(j)k}$ e a jusante $l_{t(j)k}$ da central, que dependem do volume de água nos reservatórios respectivos.

Em (5.5) impõem-se limites mínimos v_j^{\min} e máximos v_j^{\max} para o volume de água em cada reservatório j .

Em (5.6) impõem-se também limites mínimos e máximos para o caudal de água turbinado. O caudal mínimo de água turbinado q_j^{\min} é considerado nulo nesta dissertação, podendo no entanto ser imposto por razões de navegabilidade, recreativas ou ambientais. O caudal máximo de água turbinado q_{jk}^{\max} pode ser diferente em cada hora k , quando existe uma significativa dependência com a altura de queda.

Em (5.7) impõe-se um limite mínimo nulo para o caudal de água descarregado, não tendo contudo limite máximo, i.e., o seu valor é suficientemente grande. Por exemplo, esta descarga ocorre quando o volume de água está no seu limite máximo, sendo a descarga necessária por razões de segurança.

O volume inicial de água nos reservatórios v_{j0} , bem como a afluência aos reservatórios, são considerados valores conhecidos. Assume-se também que não existem quaisquer restrições de carácter dinâmico associadas aos recursos hídricos, em consequência da sua elevada flexibilidade de operação.

5.4 Problema de otimização não linear

O problema de otimização não linear considerado nesta dissertação é formulado por:

$$\text{Max } F(\mathbf{z}) \quad (5.8)$$

sujeito a:

$$\mathbf{b}^{\min} \leq \mathbf{A} \mathbf{z} \leq \mathbf{b}^{\max} \quad (5.9)$$

$$\mathbf{z}^{\min} \leq \mathbf{z} \leq \mathbf{z}^{\max} \quad (5.10)$$

em que \mathbf{z} é o vector das variáveis que correspondem aos fluxos dos arcos da rede — variáveis de fluxo — F é uma função não linear do vector das variáveis de fluxo, \mathbf{A} é a matriz dos coeficientes das restrições, \mathbf{b}^{\min} e \mathbf{b}^{\max} são os vectores dos limites mínimos e máximos para as restrições, e \mathbf{z}^{\min} e \mathbf{z}^{\max} são os vectores dos limites mínimos e máximos associados às variáveis de fluxo [Rau03].

Em (5.9) é apresentada uma restrição mais genérica que não só descreve (5.2), com $\mathbf{b}^{\min} = \mathbf{b}^{\max}$, correspondendo à equação do balanço da água para cada reservatório, mas também descreve a dependência que o caudal máximo de água turbinado tem relativamente à altura de queda. Esta dependência é assim representada por uma nova restrição de desigualdade que, após conveniente aproximação por uma função linear e posterior tratamento algébrico, é escrita de acordo com (5.9).

A restrição (5.10) corresponde às restrições (5.5) a (5.7), i.e., corresponde aos limites mínimos e máximos para o volume de água, para o caudal de água turbinado, e para o caudal de água descarregado.

Em (5.3) a eficiência de exploração depende da altura de queda entre os reservatórios a montante e a jusante da central. Assumindo uma aproximação por uma função linear, esta dependência é dada por:

$$\eta_{jk} = \eta_j^0 + \alpha_j h_{jk} \quad j \in J \quad k \in K \quad (5.11)$$

em que os parâmetros η_j^0 e α_j são a ordenada na origem e o declive, respectivamente, dados por:

$$\eta_j^0 = \eta_j^{\max} - \alpha_j h_j^{\max} \quad j \in J \quad (5.12)$$

$$\alpha_j = (\eta_j^{\max} - \eta_j^{\min}) / (h_j^{\max} - h_j^{\min}) \quad j \in J \quad (5.13)$$

Em (5.13) o parâmetro α_j para cada reservatório j depende dos valores mínimos e máximos para a eficiência de exploração e para a altura de queda, em que η_j^{\min} é a eficiência mínima de exploração, η_j^{\max} é a eficiência máxima de exploração, h_j^{\min} é a altura mínima de queda, e h_j^{\max} é a altura máxima de queda.

Em (5.4) o nível de água depende do volume de água no reservatório respectivo. Assumindo uma aproximação por uma função linear, esta dependência é dada por:

$$l_{jk} = l_j^0 + \beta_j v_{jk} \quad j \in J \quad k \in K \quad (5.14)$$

em que os parâmetros l_j^0 e β_j são a ordenada na origem e o declive, respectivamente, dados por:

$$l_j^0 = l_j^{\max} - \beta_j v_j^{\max} \quad j \in J \quad (5.15)$$

$$\beta_j = (l_j^{\max} - l_j^{\min}) / (v_j^{\max} - v_j^{\min}) \quad j \in J \quad (5.16)$$

Em (5.16) o parâmetro β_j para cada reservatório j depende dos valores mínimos e máximos para o nível de água e para o volume de água, em que l_j^{\min}   o nível mínimo de água, l_j^{\max} é o nível máximo de água, v_j^{\min}   o volume mínimo de água, e v_j^{\max} é o volume máximo de  gua.

Substituindo (5.11) em (5.3) tem-se que:

$$p_{jk} = q_{jk} (\eta_j^0 + \alpha_j h_{jk}) \quad j \in J \quad k \in K \quad (5.17)$$

Ainda, substituindo (5.4) e (5.14) em (5.17), a potência entregue   representada por uma função não linear, sendo dada por:

$$p_{jk} = \eta_j^0 q_{jk} + \alpha_j l_{f(j)}^0 q_{jk} - \alpha_j l_{t(j)}^0 q_{jk} + \alpha_j \beta_{f(j)} q_{jk} v_{f(j)k} - \alpha_j \beta_{t(j)} q_{jk} v_{t(j)k} \quad j \in J \quad k \in K \quad (5.18)$$

Um novo parâmetro χ_j , que corresponde ao produto de α_j por $\beta_{f(j)}$, é definido para ponderar a dependência não linear da potência entregue com o caudal de água turbinado e com o volume de  gua.

Em (5.6) o caudal máximo de água turbinado é considerado dependente da altura de queda. Assumindo uma aproximação por uma função linear, esta dependência é dada por:

$$q_{jk}^{\max} = q_j^0 - \delta_j h_{jk} \quad j \in J \quad k \in K \quad (5.19)$$

em que os parâmetros q_j^0 e δ_j são, respectivamente, dados por:

$$q_j^0 = q_j^{h^{\min}} + \delta_j h_j^{\min} \quad j \in J \quad (5.20)$$

$$\delta_j = (q_j^{h^{\min}} - q_j^{h^{\max}}) / (h_j^{\max} - h_j^{\min}) \quad j \in J \quad (5.21)$$

Em (5.21) o parâmetro δ_j para cada reservatório j depende dos valores mínimos e máximos para a altura de queda e para o correspondente caudal máximo de água turbinado, em que $q_j^{h\max}$ é o caudal máximo de água turbinado para h_j^{\max} , e $q_j^{h\min}$   o caudal máximo de água turbinado para h_j^{\min} .

Substituindo (5.4) e (5.14) em (5.19) tem-se que:

$$q_{jk}^{\max} = q_j^0 - \delta_j l_{f(j)}^0 + \delta_j l_{t(j)}^0 - \delta_j \beta_{f(j)} v_{f(j)k} + \delta_j \beta_{t(j)} v_{t(j)k} \quad j \in J \quad k \in K \quad (5.22)$$

Assim, o caudal máximo de água turbinado é representado por uma função linear, sendo dado por:

$$q_{jk}^{\max} = \gamma_j^0 - \gamma_j^1 v_{f(j)k} + \gamma_j^2 v_{t(j)k} \quad j \in J \quad k \in K \quad (5.23)$$

em que os parâmetros γ_j^0 , γ_j^1 e γ_j^2 são, respectivamente, dados por:

$$\gamma_j^0 = q_j^0 - \delta_j l_{f(j)}^0 + \delta_j l_{t(j)}^0 \quad j \in J \quad (5.24)$$

$$\gamma_j^1 = \delta_j \beta_{f(j)} \quad j \in J \quad (5.25)$$

$$\gamma_j^2 = \delta_j \beta_{t(j)} \quad j \in J \quad (5.26)$$

Substituindo (5.23) em (5.6) obtém-se uma nova restrição de desigualdade, escrita de acordo com (5.9), sendo dada por:

$$q_{jk} + \gamma_j^1 v_{f(j)k} - \gamma_j^2 v_{t(j)k} \leq \gamma_j^0 \quad j \in J \quad (5.27)$$

Na nova metodologia baseada em optimização não linear a exploração de recursos hídricos é determinada tendo em consideração o efeito de queda.

5.5 Resultados numéricos

Nesta secção são apresentados os resultados numéricos obtidos, ilustrando o desempenho da nova metodologia baseada em optimização não linear para a exploração de recursos hídricos [Catalão04, Catalão05b, Catalão06d].

Caso_A

O caso de estudo é constituído por um sistema hidroeléctrico com três reservatórios em cascata, apresentado na [Figura 5.2](#), sendo o horizonte temporal de 168 horas. Este sistema hidroeléctrico é baseado no Douro Internacional: (1) Miranda; (2) Picote; (3) Bemposta.

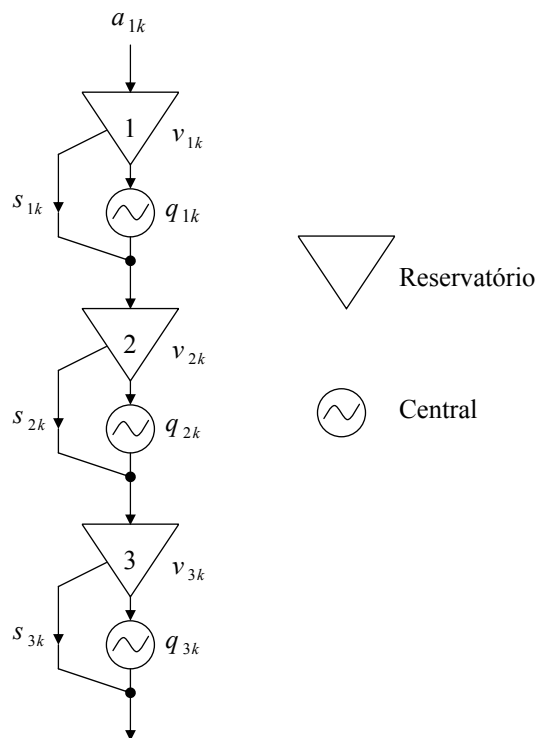


Figura 5.2 – Sistema hidroeléctrico com três reservatórios em cascata.

A afluência ao primeiro reservatório, proveniente de Espanha, é apresentada na [Figura 5.3](#), sendo que os segundo e terceiro reservatórios recebem apenas a água do reservatório a montante. O perfil dos preços da energia eléctrica é apresentado na [Figura 5.4](#), sendo \$ uma quantidade monetária simbólica.

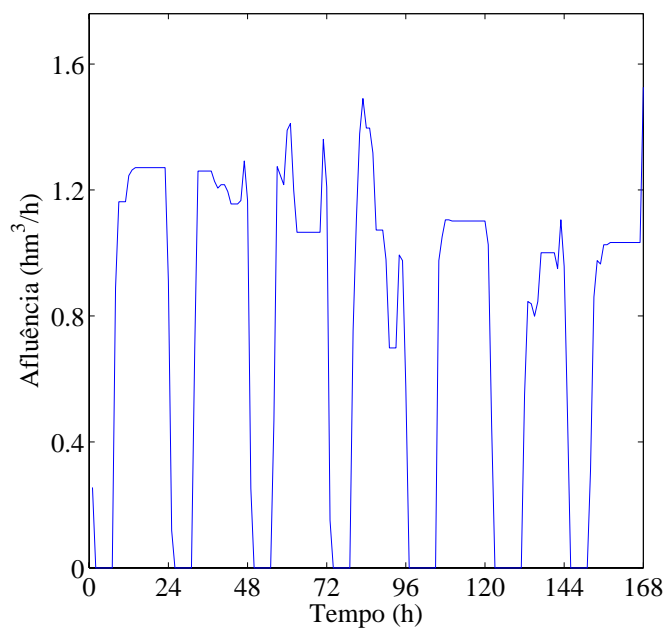


Figura 5.3 – Afluência ao primeiro reservatório.

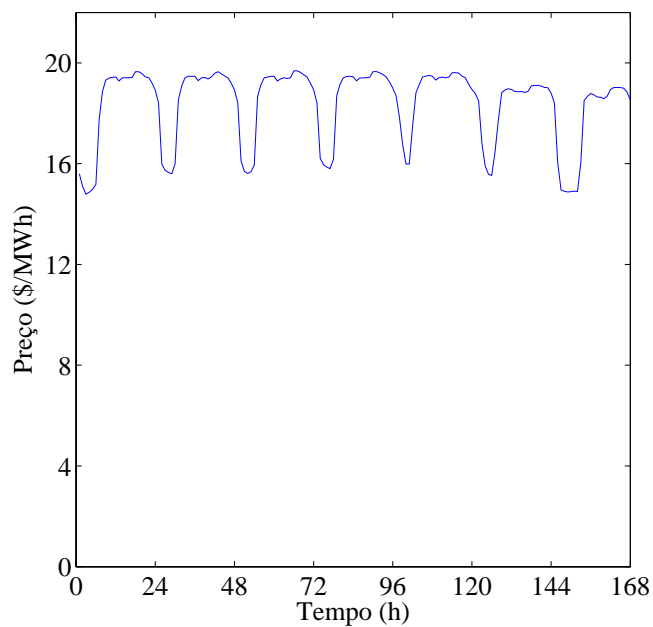


Figura 5.4 – Perfil dos preços da energia eléctrica.

A nova metodologia proposta foi implementada num computador com processador a 1.6-GHz e 512 MB de RAM, usando a aplicação informática MATLAB e o *solver* Xpress-MP.

Nas Figuras 5.5 a 5.12 são apresentadas as trajectórias para o volume de água nos reservatórios e para a altura de queda entre reservatórios, atendendo às relações entre parâmetros dadas por: (1) $\chi_1 > \chi_2 > \chi_3$; (2) $\chi_2 > \chi_1 > \chi_3$; (3) $\chi_1 > \chi_3 > \chi_2$; (4) $\chi_3 > \chi_2 > \chi_1$. Assim, são apresentados quatro cenários possíveis para o efeito de queda.

O volume final de água nos reservatórios é restringido de forma a ser igual ao volume inicial de água nesses reservatórios, correspondendo a 80% do volume máximo de água.

Os quatro cenários apresentados permitem ilustrar a influência do efeito de queda na exploração óptima de recursos hídricos. Assim, diferentes trajectórias para o volume de água nos reservatórios são obtidas de acordo não só com as posições relativas dos reservatórios na cascata, mas também com os dados físicos que os caracterizam.

Para a relação $\chi_1 > \chi_2 > \chi_3$, a trajectória para o volume de água no primeiro e segundo reservatórios é elevada comparativamente à trajectória para o volume de água no terceiro reservatório. Este comportamento permite beneficiar a eficiência de exploração, visando a maximização do lucro total. A altura de queda entre reservatórios é obtida em função do volume de água nesses reservatórios. O comportamento verificado para as relações $\chi_2 > \chi_1 > \chi_3$ e $\chi_1 > \chi_3 > \chi_2$ é análogo ao comportamento anterior. Contudo, este comportamento não se verifica para a relação $\chi_3 > \chi_2 > \chi_1$ e para o primeiro reservatório, i.e., a trajectória para o volume de água no primeiro reservatório não é reduzida, visto que, este reservatório se situa no início da cascata, sendo o único que recebe afluência, proveniente de Espanha.

Cenário_A1: $\chi_1 > \chi_2 > \chi_3$

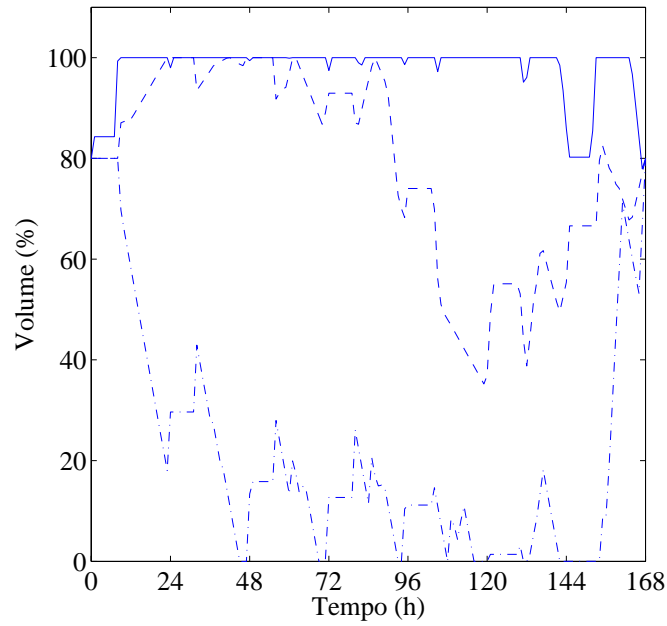


Figura 5.5 – Volume de água nos reservatórios para o Cenário_A1. As linhas a traço contínuo, as linhas a traço interrompido e as linhas a traço pontilhado representam, respectivamente, os resultados para o primeiro, segundo e terceiro reservatórios.

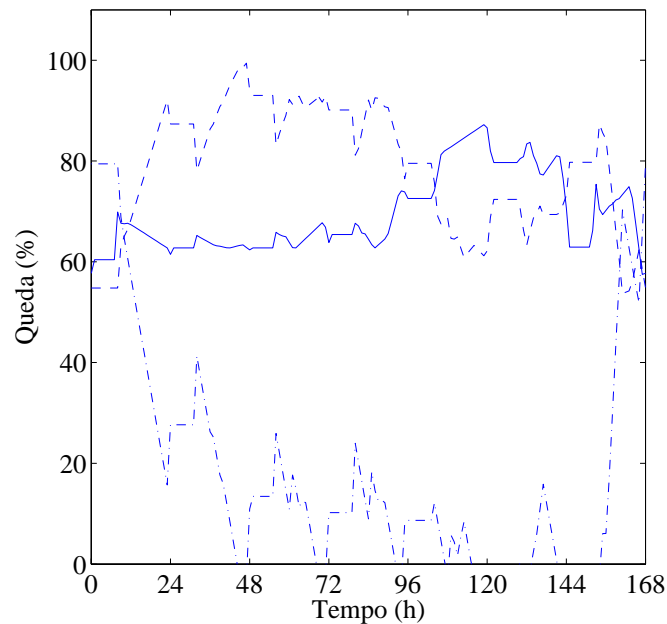


Figura 5.6 – Altura de queda entre reservatórios para o Cenário_A1. As linhas a traço contínuo, as linhas a traço interrompido e as linhas a traço pontilhado representam, respectivamente, os resultados para o primeiro, segundo e terceiro reservatórios.

Cenário_A2: $\chi_2 > \chi_1 > \chi_3$

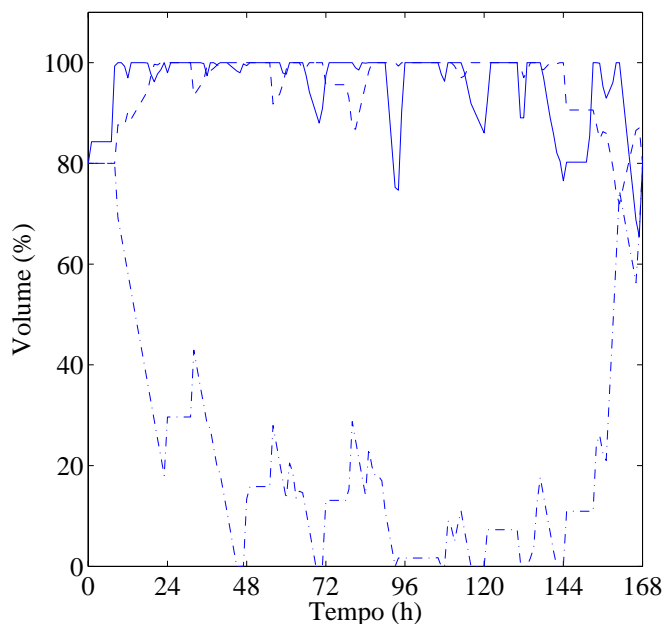


Figura 5.7 – Volume de água nos reservatórios para o Cenário_A2. As linhas a traço contínuo, as linhas a traço interrompido e as linhas a traço ponteadas representam, respectivamente, os resultados para o primeiro, segundo e terceiro reservatórios.

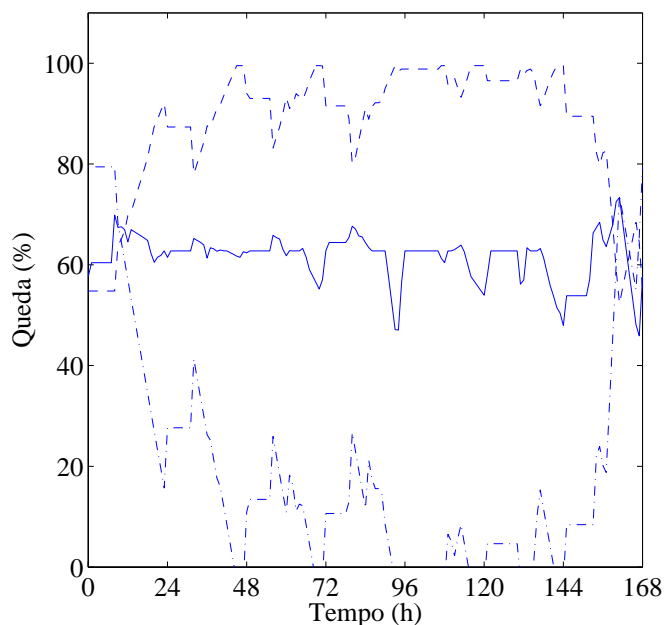


Figura 5.8 – Altura de queda entre reservatórios para o Cenário_A2. As linhas a traço contínuo, as linhas a traço interrompido e as linhas a traço ponteadas representam, respectivamente, os resultados para o primeiro, segundo e terceiro reservatórios.

Cenário_A3: $\chi_1 > \chi_3 > \chi_2$

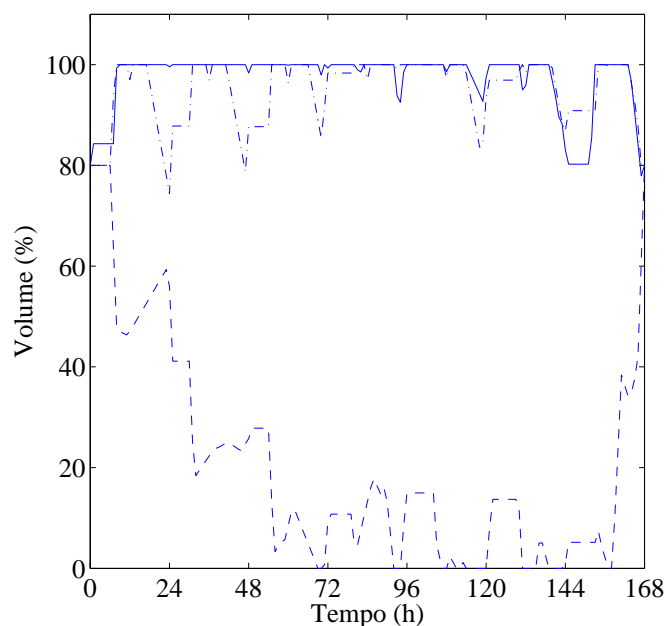


Figura 5.9 – Volume de água nos reservatórios para o Cenário_A3. As linhas a traço contínuo, as linhas a traço interrompido e as linhas a traço pontilhado representam, respectivamente, os resultados para o primeiro, segundo e terceiro reservatórios.

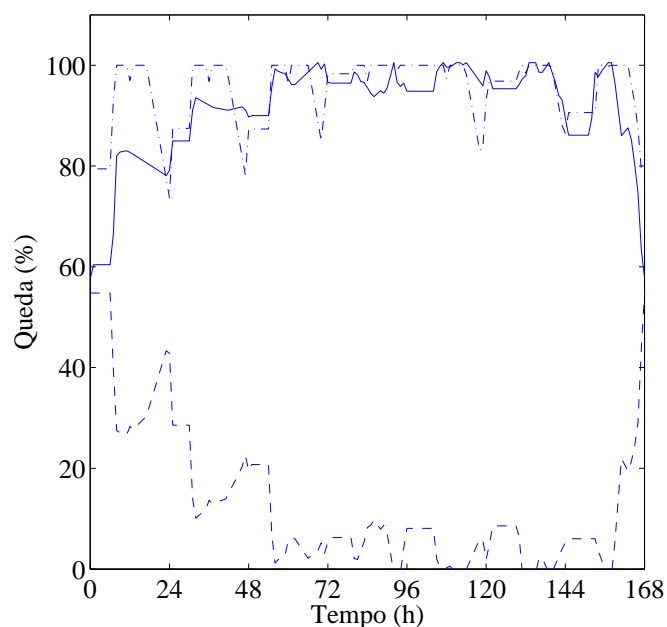


Figura 5.10 – Altura de queda entre reservatórios para o Cenário_A3. As linhas a traço contínuo, as linhas a traço interrompido e as linhas a traço pontilhado representam, respectivamente, os resultados para o primeiro, segundo e terceiro reservatórios.

Cenário_A4: $\chi_3 > \chi_2 > \chi_1$

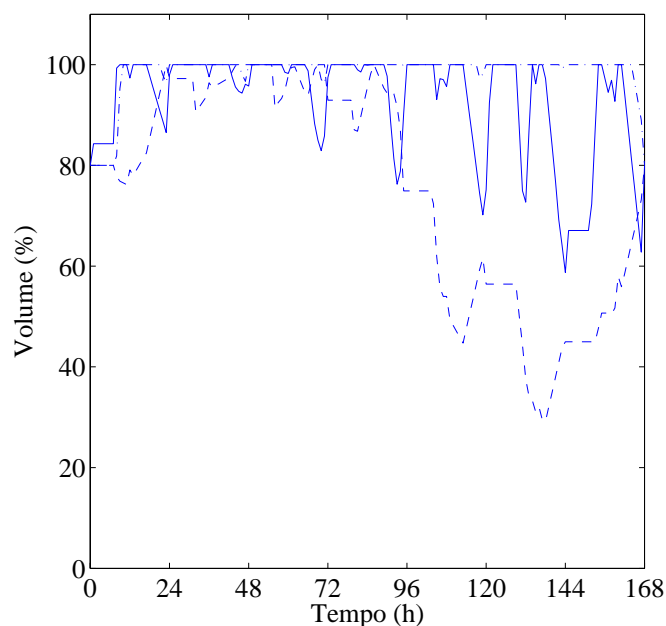


Figura 5.11 – Volume de água nos reservatórios para o Cenário_A4. As linhas a traço contínuo, as linhas a traço interrompido e as linhas a traço pontilhado representam, respectivamente, os resultados para o primeiro, segundo e terceiro reservatórios.

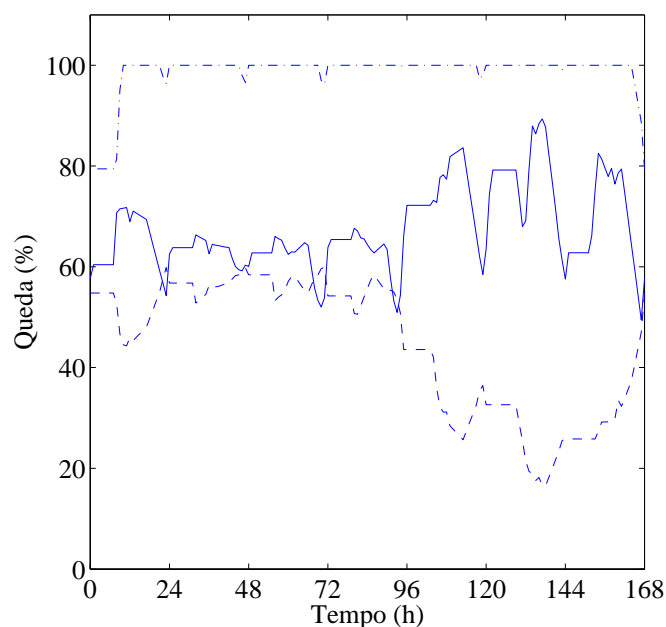


Figura 5.12 – Altura de queda entre reservatórios para o Cenário_A4. As linhas a traço contínuo, as linhas a traço interrompido e as linhas a traço pontilhado representam, respectivamente, os resultados para o primeiro, segundo e terceiro reservatórios.

Na [Tabela 5.1](#) são apresentados os resultados comparativos entre as metodologias baseadas em otimização linear e não linear, para estes quatro cenários. Assim, a nova metodologia proposta conduz a um lucro total superior.

Tabela 5.1 – Resultados comparativos entre as metodologias baseadas em otimização linear e não linear, Cenário_A1 a Cenário_A4.

Optimização	Lucro (\$)	% Aumento	Tempo de computação (s)
Linear	1 055 999	-	0.21
Não linear – Cenário_A1	1 089 881	3.21	0.35
Não linear – Cenário_A2	1 093 851	3.58	0.35
Não linear – Cenário_A3	1 113 283	5.42	0.35
Não linear – Cenário_A4	1 139 018	7.86	0.35

Ainda, o tempo de computação adicional requerido pela nova metodologia proposta é de apenas 0.14s.

Seguidamente, é apresentado um quinto cenário, considerando que o caudal máximo de água turbinado é dependente da altura de queda [[Mariano05](#)]. O perfil dos preços da energia eléctrica é apresentado na [Figura 5.13](#).

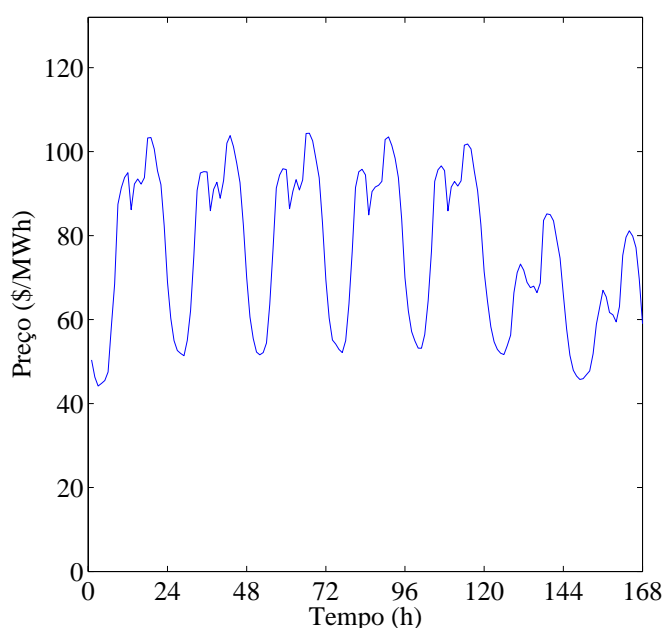


Figura 5.13 – Perfil dos preços da energia eléctrica para o Cenário_A5.

A nova metodologia proposta foi novamente implementada num computador com processador a 1.6-GHz e 512 MB de RAM, usando a aplicação informática MATLAB e o *solver* Xpress-MP.

Nas Figuras 5.14 a 5.16 são apresentadas as trajectórias para o volume de água nos reservatórios, para a altura de queda entre reservatórios, e para o caudal de água turbinado, atendendo à relação entre parâmetros dada novamente por:

$$\chi_1 > \chi_2 > \chi_3.$$

O volume final de água nos reservatórios é restringido de forma a ser igual ao volume inicial de água nesses reservatórios, correspondendo a 80% do volume máximo de água.

Para a relação $\chi_1 > \chi_2 > \chi_3$, a trajectória para o volume de água no primeiro e segundo reservatórios é elevada comparativamente à trajectória para o volume de água no terceiro reservatório. Este comportamento permite beneficiar a eficiência de exploração, visando a maximização do lucro total. A altura de queda entre reservatórios é obtida em função do volume de água nesses reservatórios.

A trajectória para o caudal de água turbinado tem tendência para seguir o perfil dos preços da energia eléctrica apresentado anteriormente na Figura 5.13. Contudo, essa trajectória tem também uma tendência determinada pela dependência do caudal máximo de água turbinado com a altura de queda. Assim, na primeira central a trajectória para o caudal de água turbinado apresenta troços de variação monótona maioritariamente ascendentes nas horas correspondentes aos preços mais elevados. Contudo, na segunda e terceira centrais este comportamento não é perceptível, i.e., apresenta troços constantes nas horas correspondentes aos preços mais elevados, visto que, nestas centrais a dependência do caudal máximo de água turbinado com a altura de queda não é significativa.

Cenário_A5:

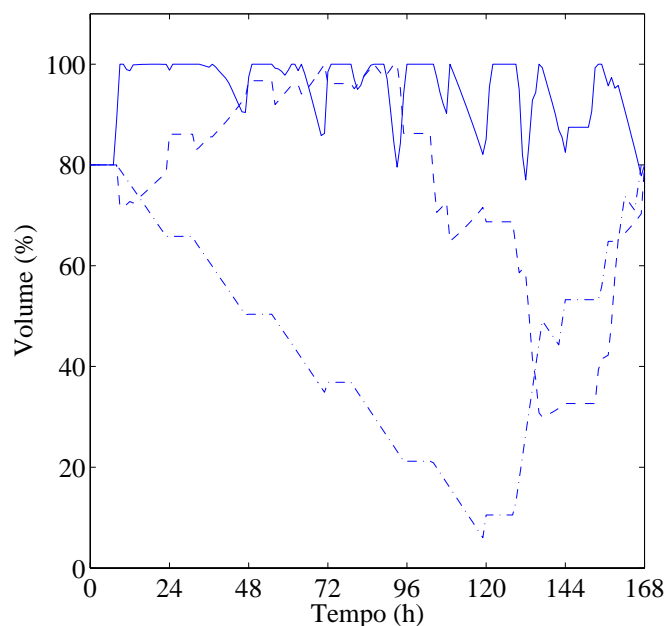


Figura 5.14 – Volume de água nos reservatórios para o Cenário_A5. As linhas a traço contínuo, as linhas a traço interrompido e as linhas a traço ponteadas representam, respectivamente, os resultados para o primeiro, segundo e terceiro reservatórios.

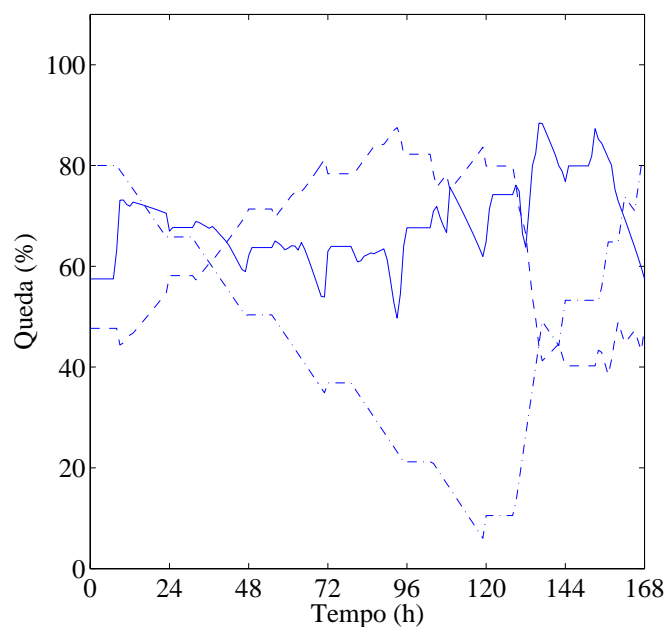


Figura 5.15 – Altura de queda entre reservatórios para o Cenário_A5. As linhas a traço contínuo, as linhas a traço interrompido e as linhas a traço ponteadas representam, respectivamente, os resultados para o primeiro, segundo e terceiro reservatórios.

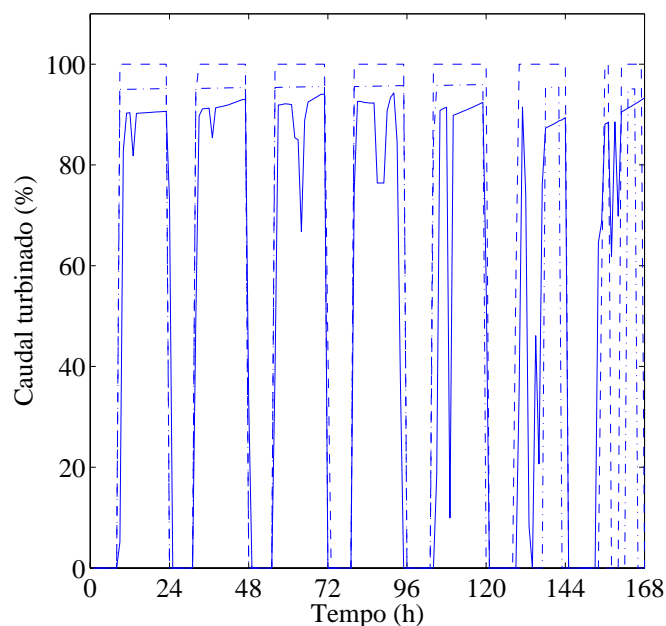


Figura 5.16 – Caudal de água turbinado para o Cenário_A5. As linhas a traço contínuo, as linhas a traço interrompido e as linhas a traço ponteadas representam, respectivamente, os resultados para o primeiro, segundo e terceiro reservatórios.

Na Tabela 5.2 são apresentados os resultados comparativos entre as metodologias baseadas em otimização linear e não linear, para este quinto cenário. Assim, a nova metodologia proposta conduz a um lucro total superior.

Tabela 5.2 – Resultados comparativos entre as metodologias baseadas em otimização linear e não linear, Cenário_A5.

Optimização	Lucro (\$)	% Aumento	Tempo de computação (s)
Linear	5 259 872	-	0.21
Não linear – Cenário_A5	5 519 738	4.94	0.88

Ainda, o tempo de computação adicional requerido pela nova metodologia proposta é de apenas 0.67s.

Caso_B

O caso de estudo é constituído por um sistema hidroeléctrico com sete reservatórios em cascata, apresentado na [Figura 5.17](#), sendo o horizonte temporal de 168 horas. Este sistema hidroeléctrico é baseado no Douro Nacional: (1) Pocinho; (2) Valeira; (3) Vilar-Tabuaço; (4) Régua; (5) Carrapatelo; (6) Torrão; (7) Crestuma-Lever.

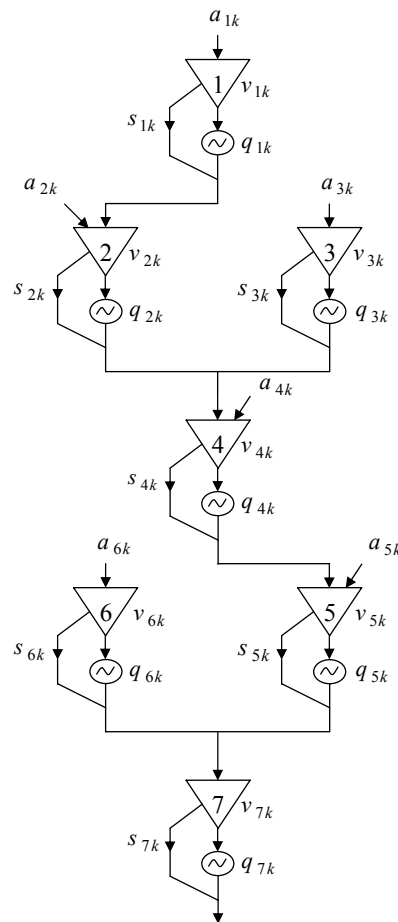


Figura 5.17 – Sistema hidroeléctrico com sete reservatórios em cascata.

A afluência aos reservatórios 1 a 6 é apresentada na [Figura 5.18](#), sendo que o reservatório situado no fim da cascata recebe apenas a água dos reservatórios a montante. Ainda, não é considerada a possibilidade de bombagem no reservatório 6. O perfil dos preços da energia eléctrica é apresentado na [Figura 5.19](#), sendo \$ uma quantidade monetária simbólica.

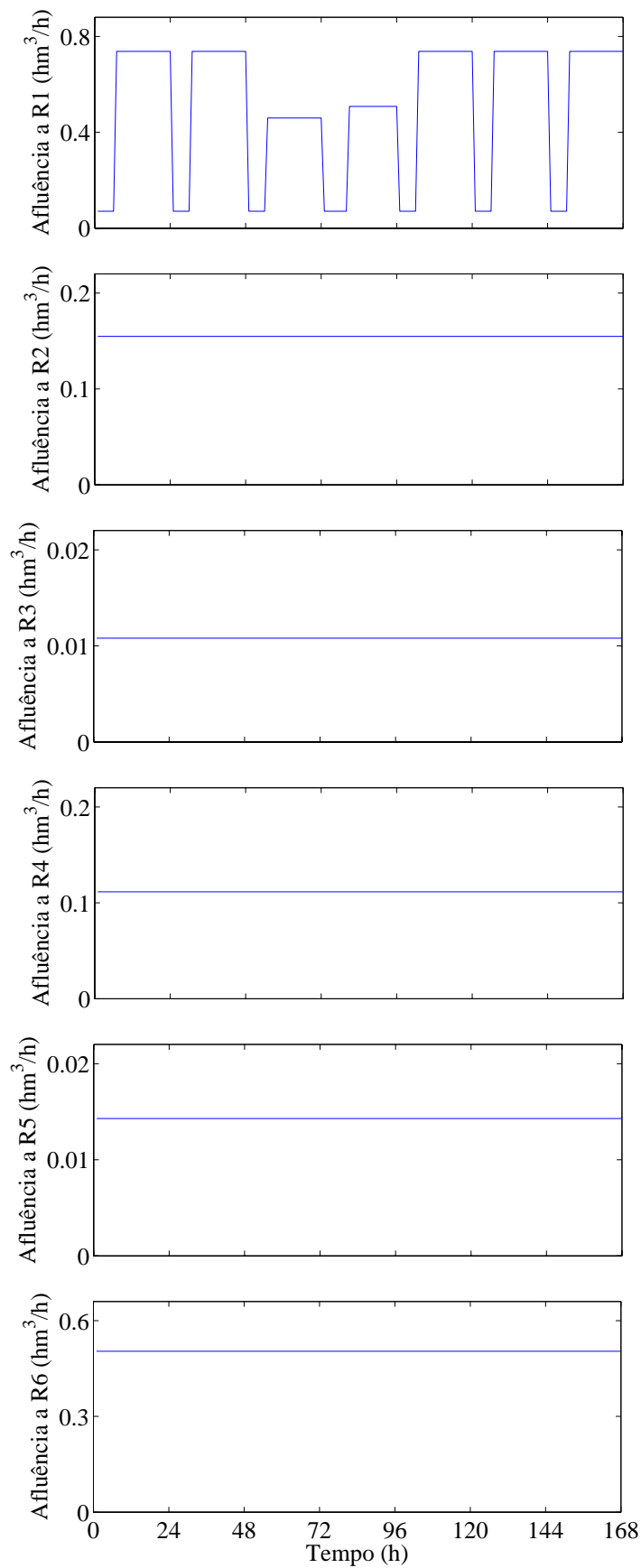


Figura 5.18 – Afluência aos reservatórios 1 a 6.

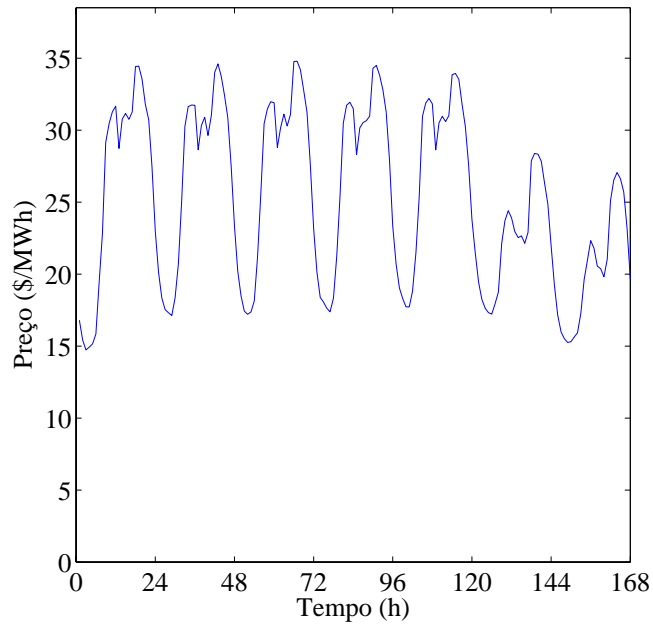


Figura 5.19 – Perfil dos preços da energia eléctrica para o Caso_B.

A nova metodologia proposta foi implementada num computador com processador a 600-MHz e 256 MB de RAM, usando a aplicação informática MATLAB e o *solver* Xpress-MP.

Nas Figuras 5.20 a 5.21 são apresentadas as trajectórias para o volume de água nos reservatórios e para o caudal de água turbinado. Os resultados obtidos são apresentados apenas para os aproveitamentos a fio de água de Pocinho, Valeira, Régua, Carrapatelo e Crestuma-Lever, visto que, para os aproveitamentos de albufeira de Vilar-Tabuaço e Torrão, a variação da altura de queda não é significativa para o horizonte temporal de 168 horas.

O volume final de água nos reservatórios é restringido de forma a ser igual ao volume inicial de água nesses reservatórios, correspondendo a 80% do volume máximo de água. Ainda, o volume mínimo de água nos reservatórios corresponde a 40% do volume máximo de água.

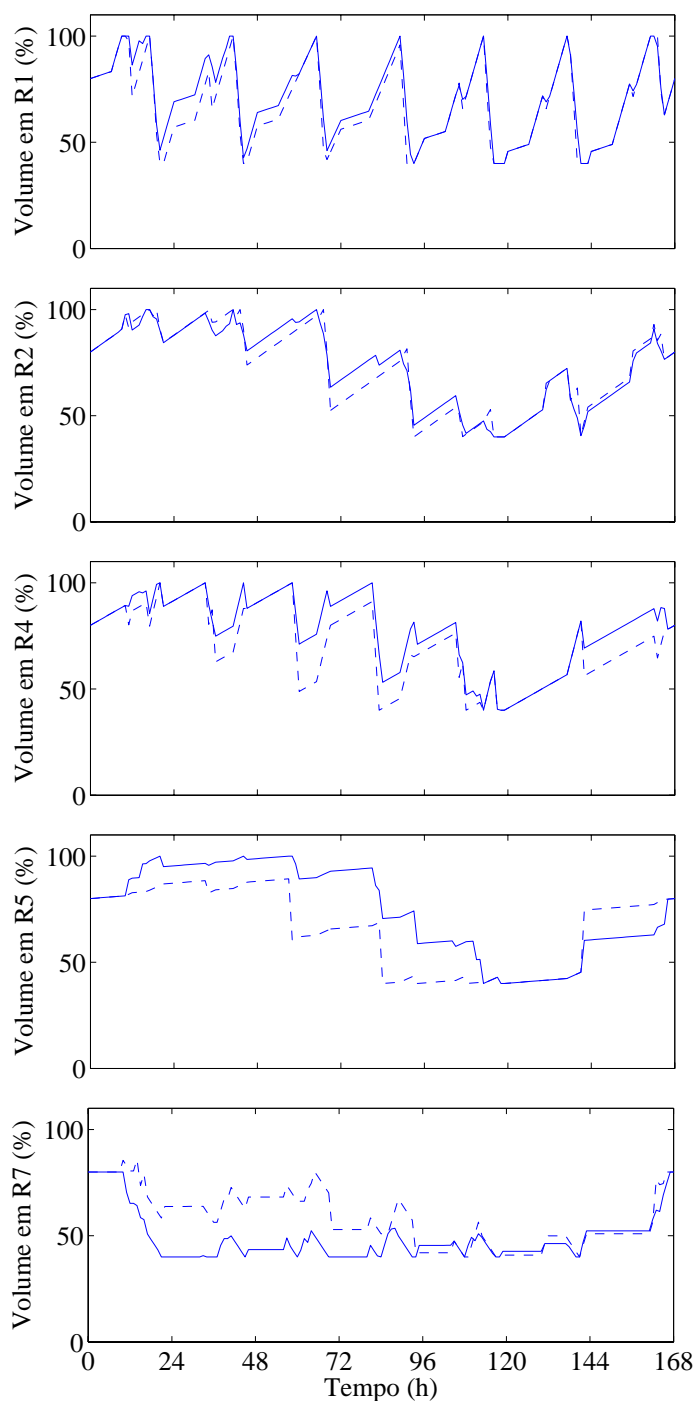


Figura 5.20 – Volume de água nos reservatórios para o Caso_B. As linhas a traço contínuo e as linhas a traço interrompido representam, respectivamente, os resultados obtidos com a nova metodologia baseada em otimização não linear e os resultados obtidos com uma metodologia baseada em otimização linear.

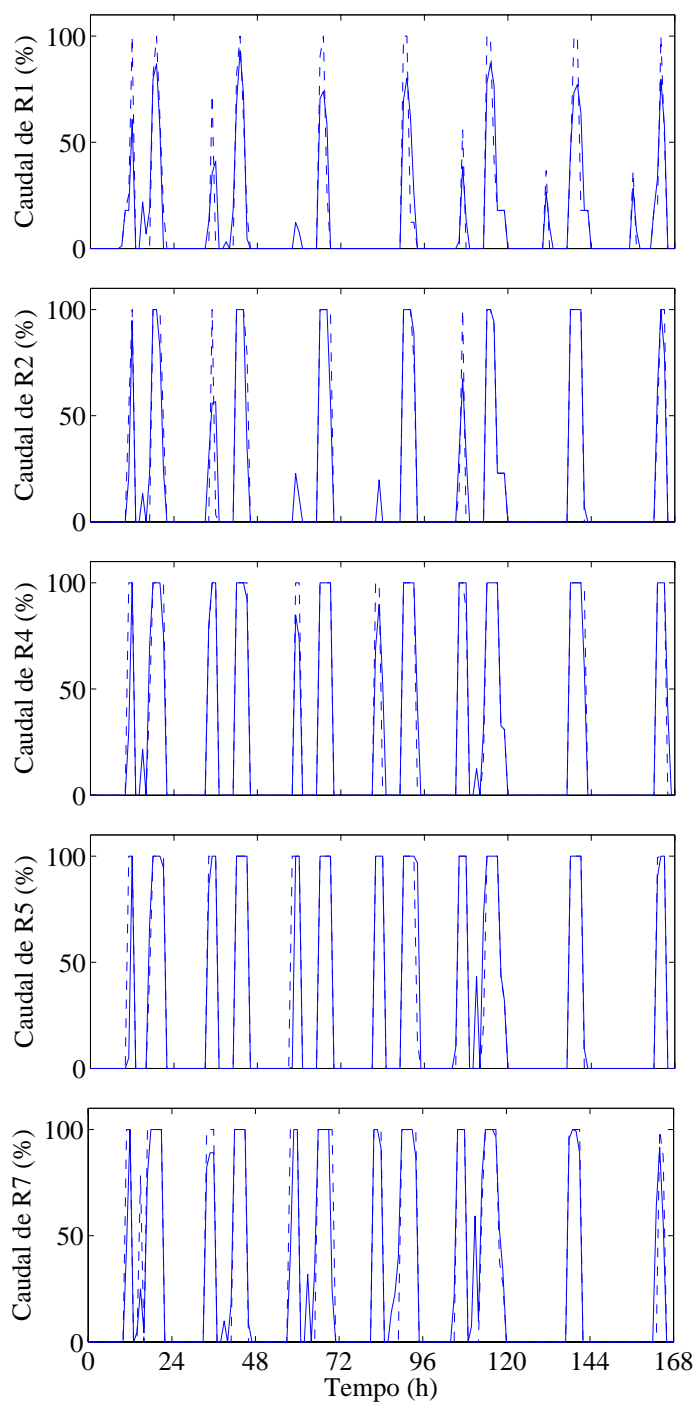


Figura 5.21 – Caudal de água turbinado para o Caso_B. As linhas a traço contínuo e as linhas a traço interrompido representam, respectivamente, os resultados obtidos com a nova metodologia baseada em otimização não linear e os resultados obtidos com uma metodologia baseada em otimização linear.

Os resultados obtidos para o volume de água nos reservatórios, apresentados anteriormente na [Figura 5.20](#), permitem ilustrar a influência do efeito de queda na exploração óptima de recursos hídricos. Nos resultados obtidos com a nova metodologia baseada em otimização não linear, a trajectória para o volume de água nos reservatórios situados no início da cascata é elevada, visando a maximização do lucro total. Contrariamente, a trajectória para o volume de água no reservatório situado no fim da cascata é reduzida, visando aumentar a altura de queda para os reservatórios imediatamente a montante.

Os resultados obtidos para o caudal de água turbinado, apresentados anteriormente na [Figura 5.21](#), mostram que o caudal de água turbinado varia mais acentuadamente, entre o mínimo e o máximo, para uma metodologia baseada em otimização linear comparativamente à nova metodologia baseada em otimização não linear, visto que, a metodologia baseada em otimização linear ignora o efeito de queda.

Na [Tabela 5.3](#) são apresentados os resultados comparativos entre as metodologias baseadas em otimização linear e não linear, para este caso de estudo. Assim, a nova metodologia proposta conduz a um lucro total superior.

Tabela 5.3 – Resultados comparativos entre as metodologias baseadas em otimização linear e não linear, Caso_B.

Optimização	Lucro (\$)	% Aumento	Tempo de computação (s)
Linear	1 522 440	-	2.25
Não linear – Caso_B	1 598 700	5.01	4.14

Ainda, o tempo de computação adicional requerido pela nova metodologia proposta é de apenas 1.89s.

5.6 Conclusões

Nos aproveitamentos a fio de água, por exemplo no rio Douro, a reduzida capacidade de armazenamento torna a eficiência de exploração sensível à altura de queda. Assim, o problema de optimização da exploração de recursos hídricos deve ter em consideração o efeito de queda.

A resolução deste problema foi obtida através de uma nova metodologia baseada em optimização não linear, que considera não só a potência entregue como uma função do caudal de água turbinado e da altura de queda, mas também que o caudal máximo de água turbinado pode ser função da altura de queda, visando beneficiar a eficiência de exploração. A exploração óptima de recursos hídricos foi ilustrada em consequência do novo parâmetro apresentado, que pondera a dependência não linear da potência entregue com o caudal de água turbinado e com o volume de água.

Os resultados numéricos confirmam o bom desempenho da nova metodologia proposta, visto que, obtém uma melhor exploração comparativamente a uma metodologia baseada em optimização linear, com um tempo de computação reduzido.

CAPÍTULO

6

Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as contribuições originais desta dissertação sobre o tema da optimização em sistemas de energia hidrotérmicos. Ainda, são apontadas algumas direcções para futuro desenvolvimento de trabalho de investigação.

6.1 Contribuições

O interesse das empresas produtoras pelo desenvolvimento de novas metodologias de apoio à decisão na exploração de recursos energéticos, em particular no curto prazo, tem vindo a acentuar-se com a reestruturação do sector eléctrico. Este interesse surge, por um lado, pela crescente complexidade dos problemas, e, por outro lado, pelos benefícios económicos resultantes da exploração óptima, visando a competitividade das empresas produtoras.

O trabalho de investigação realizado sobre o tema da optimização em sistemas de energia hidrotérmicos, conducente à elaboração desta dissertação, foi norteado pelas seguintes tarefas:

- T1 Previsão dos preços da energia eléctrica com uma maior exactidão e um tempo de computação reduzido.
- T2 Inclusão da restrição de emissões na optimização da exploração de recursos térmicos.
- T3 Inclusão do efeito de queda na optimização da exploração de recursos hídricos.

A previsão fiável dos preços da energia eléctrica é de crucial importância para as empresas produtoras em ambiente competitivo. As abordagens propostas para a previsão dos preços do Mercado Eléctrico Espanhol eram baseadas apenas em séries temporais, em particular na abordagem ARIMA. Contudo, estas abordagens requerem vasta informação e o tempo de computação é elevado.

A integração da vertente ambiental na política energética, em particular no sector eléctrico, é revestida de importância crescente na actualidade, tendo alterado a visão puramente economicista da produção de energia eléctrica. A restrição de emissões era considerada principalmente no problema de despacho económico. Contudo, a criação do mecanismo de comércio de emissões renovou o interesse na consideração das emissões no problema de afectação de unidades.

A promoção da eficiência de exploração de recursos hídricos é uma necessidade premente para as empresas produtoras em ambiente competitivo. Nos aproveitamentos a fio de água a altura de queda pode variar significativamente, tornando a eficiência de exploração sensível à altura de queda. Contudo, o problema do efeito de queda na optimização foi desprezado ou simplificado em metodologias anteriores.

Assim, as contribuições originais desta dissertação foram as seguintes:

- C1 Uma ferramenta computacional, baseada em redes neuronais artificiais, foi desenvolvida para a previsão dos preços do Mercado Eléctrico Espanhol. A topologia da rede neuronal consiste em três camadas, tendo a camada escondida cinco unidades com função de activação do tipo tangente hiperbólica, e a camada de saída apenas uma unidade com função de activação do tipo linear. O treino da rede foi efectuado pelo método de Levenberg-Marquardt. A ferramenta computacional desenvolvida permite obter não só uma maior exactidão na previsão dos preços da energia eléctrica, mas também um tempo de computação inferior comparativamente à abordagem ARIMA.
- C2 Uma nova metodologia baseada em optimização multiobjectivo foi proposta para a exploração de recursos térmicos, tendo em consideração a restrição de emissões. A nova metodologia proposta considera não só a perspectiva económica, mas também a perspectiva ambiental, visando o melhor compromisso entre ambas as perspectivas. O melhor compromisso foi determinado em consequência do novo parâmetro apresentado, taxa de variação, e do correspondente ângulo de declive, para cada solução não dominada da curva de Pareto. Os resultados numéricos confirmam o bom desempenho da nova metodologia proposta, visto que, fornece a curva de Pareto e a melhor solução de compromisso, do conjunto de soluções não dominadas, com um tempo de computação reduzido.

C3 Uma nova metodologia baseada em otimização não linear foi proposta para a exploração de recursos hídricos, tendo em consideração o efeito de queda. A nova metodologia proposta considera não só a potência entregue como uma função do caudal de água turbinado e da altura de queda, mas também que o caudal máximo de água turbinado pode ser função da altura de queda, visando beneficiar a eficiência de exploração. Assim, uma exploração de recursos hídricos mais realista e mais racional foi ilustrada. Ainda, em consequência do novo parâmetro apresentado, que pondera a dependência não linear da potência entregue com o caudal de água turbinado e com o volume de água, foram ilustradas diferentes trajetórias para o volume de água nos reservatórios de acordo não só com as posições relativas dos reservatórios na cascata, mas também com os dados físicos que os caracterizam. Os resultados numéricos confirmam o bom desempenho da nova metodologia proposta, visto que, obtém uma melhor exploração comparativamente a uma metodologia baseada em otimização linear, com um tempo de computação reduzido.

6.2 Direcções de investigação

É possível estabelecer um conjunto de direcções de investigação, quer no âmbito desta dissertação, visto que, a mesma não esgota os assuntos nela abordados, quer no que concerne a novas perspectivas, que a própria dissertação deixa antever, para futura investigação.

Assim, salientam-se as seguintes direcções de investigação:

- D1 Estudar a combinação das redes neuronais artificiais com a filtragem de dados, numa tentativa de melhorar a previsão dos preços da energia eléctrica. Os dados seriam sujeitos a um processo de redução de ruído, sendo estes, depois de filtrados, fornecidos à rede neuronal. Ainda, estudar a aplicação de uma abordagem híbrida neuro-difusa, procurando conjugar as vantagens das redes neuronais com as da lógica difusa, para a previsão dos preços da energia eléctrica.
- D2 Estudar a aplicação de programação evolucionária multiobjectivo, comparativamente à programação dinâmica e à relaxação Lagrangeana, para a resolução do problema de optimização da exploração de recursos térmicos, considerando a restrição de emissões. Ainda, incorporar novas decisões de investimento em sequestro terrestre de carbono. Interessa avaliar se a tecnologia de sequestro de carbono é economicamente viável.
- D3 Estudar a aplicação de programação quadrática inteira-mista para a resolução do problema de optimização da exploração de recursos hídricos, considerando não só o efeito de queda, mas também a existência de zonas proibidas. Ainda, e na perspectiva de minimizar o número de manobras de arranque e de paragem, considerar um custo de arranque associado a cada central hídrica, bem como tempos mínimos de paragem e de funcionamento.

Referências Bibliográficas

- [Abdul-Rahman96] Abdul-Rahman, K.H., Shahidehpour, S.M., Aganagic, M., Mokhtari, S., "A practical resource scheduling with OPF constraints", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, No. 1, pp. 254-259, February 1996.
- [Abido03a] Abido, M.A., "A niched Pareto genetic algorithm for multiobjective environmental/economic dispatch", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 25, No. 2, pp. 97-105, February 2003.
- [Abido03b] Abido, M.A., "Environmental/economic power dispatch using multiobjective evolutionary algorithms", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 18, No. 4, pp. 1529-1537, November 2003.
- [Allen99] Allen, E., Ilic, M., *Price-Based Commitment Decisions in the Electricity Market*, Springer, London, UK, 1999.
- [Almeida97] Almeida, L.B., "Multilayer perceptrons", *Handbook of Neural Computation*, Oxford University Press, UK, 1997.
- [Amado87] Amado, S.M., Ribeiro, C.C., "Short-term generation scheduling of hydraulic multi-reservoir multi-area interconnected systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. PWRS-2, No. 3, pp. 758-763, August 1987.
- [Amjady06] Amjady, N., "Day-ahead price forecasting of electricity markets by a new fuzzy neural network", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 21, No. 2, pp. 887-896, May 2006.
- [Angelus01] Angelus, A., "Electricity price forecasting in deregulated markets", *Electricity J.*, Vol. 14, No. 3, pp. 32-41, April 2001.
- [Arce02] Arce, A., Ohishi, T., Soares, S., "Optimal dispatch of generating units of the Itaipú hydroelectric plant", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 17, No. 1, pp. 154-158, February 2002.

- [Arroyo00] Arroyo, J.M., Conejo, A.J., "Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 15, No. 3, pp. 1098-1104, August 2000.
- [Arroyo02] Arroyo, J.M., Conejo, A.J., "A parallel repair genetic algorithm to solve the unit commitment problem", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 17, No. 4, pp. 1216-1224, November 2002.
- [Attaviriyanupap03] Attaviriyanupap, P., Kita, H., Tanaka, E., Hasegawa, J., "A hybrid LR-EP for solving new profit-based UC problem under competitive environment", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 18, No. 1, pp. 229-237, February 2003.
- [Bai97] Bai, X.M., Shahidehpour, S.M., "Extended neighborhood search algorithm for constrained unit commitment", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 19, No. 5, pp. 349-356, June 1997.
- [Bastian99] Bastian, J., Zhu, J., Banunarayanan, V., Mukerji, R., "Forecasting energy prices in a competitive market", *IEEE Comput. Appl. Power*, Vol. 12, No. 3, pp. 40-45, July 1999.
- [Batut92] Batut, J., Renaud, A., "Daily generation scheduling optimization with transmission constraints: a new class of algorithms", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 7, No. 3, pp. 982-989, August 1992.
- [Bellhouse96] Bellhouse, G.M., Whittington, H.W., "Simulation of gaseous emissions from electricity generating plant", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 18, No. 8, pp. 501-507, November 1996.

- [Brannlund86] Brannlund, H., Bubenko, J.A., Sjelvgren, D., Andersson, N., "Optimal short term operation planning of a large hydrothermal power system based on a nonlinear network flow concept", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. PWRS-1, No. 4, pp. 75-82, November 1986.
- [Brannlund88] Brannlund, H., Sjelvgren, D., Bubenko, J.A., "Short term generation scheduling with security constraints", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 3, No. 1, pp. 310-316, February 1988.
- [Bunn00] Bunn, D.W., "Forecasting loads and prices in competitive power markets", *Proc. IEEE*, Vol. 88, No. 2, pp. 163-169, February 2000.
- [Camyab06] Camyab, A., McConnach, J.S., "A more perfect energy union", *IEEE Power Energy Mag.*, Vol. 4, No. 4, pp. 47-56, July-August 2006.
- [Carvalho94] Carvalho, P.M.S., *Convergência de Decisão na Gestão de Sistemas Estocásticos de Energia Hidro-Eléctrica*, Dissertação de Mestrado, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Junho 1994.
- [Catalão03] Catalão, J.P.S., *Planeamento Operacional de Curto Prazo de Sistemas de Energia Hidroeléctricos*, Dissertação de Mestrado, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Dezembro 2003.
- [Catalão04] Catalão, J.P.S., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M.F., Ferreira, L.A.F.M., "Scheduling of head-sensitive cascaded hydro systems: a comparison based on numerical simulation results", *Proc. 4th IASTED Int. Conf. Power and Energy Syst. — EuroPES 2004*, Rhodes, Greece, June 2004.

- [Catalão05a] Catalão, J., Mariano, S., Mendes, V., Ferreira, L., "Unit commitment with environmental considerations: a practical approach", *Proc. 15th Power Syst. Computation Conf. — PSCC'05*, Liege, Belgium, August 2005.
- [Catalão05b] Catalão, J.P.S., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M.F., Ferreira, L.A.F.M., "Nonlinear approach for short-term scheduling of a head-sensitive hydro chain", *Proc. 2005 IEEE St. Petersburg Power Tech Conf.*, St. Petersburg, Russia, June 2005.
- [Catalão06a] Catalão, J.P.S., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M.F., Ferreira, L.A.F.M., "Application of neural networks on next-day electricity prices forecasting", *Proc. 41st Int. Universities Power Eng. Conf. — UPEC 2006*, Newcastle upon Tyne, UK, September 2006.
- [Catalão06b] Catalão, J.P.S., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M.F., Ferreira, L.A.F.M., "Short-term electricity prices forecasting in a competitive market: a neural network approach", *Electr. Power Syst. Res.*, 2006 (aceite para publicação).
- [Catalão06c] Catalão, J.P.S., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M.F., Ferreira, L.A.F.M., "Short-term scheduling of thermal units: emission constraints and trade-off curves", *Eur. Trans. Electr. Power*, 2006 (aceite para publicação).
- [Catalão06d] Catalão, J.P.S., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M.F., Ferreira, L.A.F.M., "Parameterisation effect on the behaviour of a head-dependent hydro chain using a nonlinear model", *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 76, No. 6-7, pp. 404-412, April 2006.

- [Cau02] Cau, T.D.H., Kaye, R.J., "Evolutionary optimisation method for multistorage hydrothermal scheduling", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 149, No. 2, pp. 152-156, March 2002.
- [Chang90] Chang, S.-C., Chen, C.-H., Fong, I.-K., Luh, P.B., "Hydroelectric generation scheduling with an effective differential dynamic programming algorithm", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 5, No. 3, pp. 737-743, August 1990.
- [Chang01] Chang, G.W., Aganagic, M., Waight, J.G., Medina, J., Burton, T., Reeves, S., Christoforidis, M., "Experiences with mixed integer linear programming based approaches on short-term hydro scheduling", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 16, No. 4, pp. 743-749, November 2001.
- [Chen96] Chen, P.-H., Chang, H.-C., "Genetic aided scheduling of hydraulically coupled plants in hydro-thermal coordination", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, No. 2, pp. 975-981, May 1996.
- [Chen04] Chen, P.-C., Huang, C.-M., "Biobjective power dispatch using goal-attainment method and adaptive polynomial networks", *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 19, No. 4, pp. 741-747, November 2004.
- [Cheng00] Cheng, C.-P., Liu, C.-W., Liu, C.-C., "Unit commitment by Lagrangian relaxation and genetic algorithms", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 15, No. 2, pp. 707-714, May 2000.
- [Chiang05] Chiang, C.-L., Liaw, J.-H., Su, C.-T., "New approach with a genetic algorithm framework to multi-objective generation dispatch problems", *Eur. Trans. Electr. Power*, Vol. 15, No. 4, pp. 381-395, July-August 2005.

- [Cohen87] Cohen, A.I., Sherkat, V.R., "Optimization-based methods for operations scheduling", *Proc. IEEE*, Vol. 75, No. 12, pp. 1574-1591, December 1987.
- [Conejo02] Conejo, A.J., Arroyo, J.M., Contreras, J., Villamor, F.A., "Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 17, No. 4, pp. 1265-1272, November 2002.
- [Conejo05a] Conejo, A.J., Plazas, M.A., Espínola, R., Molina, A.B., "Day-ahead electricity price forecasting using the wavelet transform and ARIMA models", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 2, pp. 1035-1042, May 2005.
- [Conejo05b] Conejo, A.J., Contreras, J., Espínola, R., Plazas, M.A., "Forecasting electricity prices for a day-ahead pool-based electric energy market", *Int. J. Forecast.*, Vol. 21, No. 3, pp. 435-462, July-September 2005.
- [Contreras03] Contreras, J., Espínola, R., Nogales, F.J., Conejo, A.J., "ARIMA models to predict next-day electricity prices", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 18, No. 3, pp. 1014-1020, August 2003.
- [Cortez02] Cortez, P.A.R., *Modelos Inspirados na Natureza para a Previsão de Séries Temporais*, Dissertação de Doutoramento, Universidade do Minho, Guimarães, Portugal, Junho 2002.
- [Dhillon00] Dhillon, J.S., Kothari, D.P., "The surrogate worth trade-off approach for multiobjective thermal power dispatch problem", *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 56, No. 2, pp. 103-110, November 2000.

- [Dunn95] Dunn, W.H., Jr., Rossi, M.A., Avramovic, B., "Impact of market restructuring on power systems operation", *IEEE Comput. Appl. Power*, Vol. 8, No. 1, pp. 42-47, January 1995.
- [El-Saadawi04] El-Saadawi, M.M., Tantawi, M.A., Tawfik, E., "A fuzzy optimization-based approach to large scale thermal unit commitment", *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 72, No. 3, pp. 245-252, December 2004.
- [ERSE00] ERSE, Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, *Desenvolvimento do Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV)*, Lisboa, Portugal, Dezembro 2000.
- [Ferreira89] Ferreira, L.A.F.M., Andersson, T., Imparato, C.F., Miller, T.E., Pang, C.K., Svoboda, A., Vojdani, A.F., "Short-term resource scheduling in multi-area hydrothermal power systems", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 11, No. 3, pp. 200-212, July 1989.
- [Ferreira00] Ferreira, L.A.F.M., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M.F., "Restructuring models — a comparison based on numerical simulation results", *Proc. 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Seattle, USA, July 2000.
- [Fosso99] Fosso, O.B., Gjelsvik, A., Haugstad, A., Mo, B., Wangensteen, I., "Generation scheduling in a deregulated system. The Norwegian case", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 14, No. 1, pp. 75-80, February 1999.
- [Franco94] Franco, P.E.C., Carvalho, M.F., Soares, S., "A network flow model for short-term hydro-dominated hydrothermal scheduling problems", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 9, No. 2, pp. 1016-1022, May 1994.

- [Garcia05] Garcia, R.C., Contreras, J., van Akkeren, M., Garcia, J.B.C., "A GARCH forecasting model to predict day-ahead electricity prices", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 2, pp. 867-874, May 2005.
- [Gjengedal96] Gjengedal, T., "Emission constrained unit-commitment (ECUC)", *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 11, No. 1, pp. 132-138, March 1996.
- [González05] González, A.M., San Roque, A.M., García-González, J., "Modeling and forecasting electricity prices with input/output hidden Markov models", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 1, pp. 13-24, February 2005.
- [Green00] Green, R., "Competition in generation: the economic foundations", *Proc. IEEE*, Vol. 88, No. 2, pp. 128-139, February 2000.
- [Guan97] Guan, X., Ni, E., Li, R., Luh, P.B., "An optimisation-based algorithm for scheduling hydrothermal power systems with cascaded reservoirs and discrete hydro constraints", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 12, No. 4, pp. 1775-1780, November 1997.
- [Guan99] Guan, X., Svoboda, A., Li, C.-A., "Scheduling hydro power systems with restricted operating zones and discharge ramping constraints", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 14, No. 1, pp. 126-131, February 1999.
- [Habibollahzadeh86] Habibollahzadeh, H., Bubenko, J.A., "Application of decomposition techniques to short-term operation planning of hydrothermal power system", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. PWRS-1, No. 1, pp. 41-47, February 1986.

- [Habibollahzadeh90] Habibollahzadeh, H., Frances, D., Sui, U., "A new generation scheduling program at Ontario hydro", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 5, No. 1, pp. 65-73, February 1990.
- [Hagan94] Hagan, M.T., Menhaj, M.B., "Training feedforward networks with the Marquardt algorithm", *IEEE Trans. Neural Netw.*, Vol. 5, No. 6, pp. 989-993, November 1994.
- [Haykin99] Haykin, S., *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*, Prentice-Hall, New Jersey, USA, 1999.
- [Hippert01] Hippert, H.S., Pedreira, C.E., Souza, R.C., "Neural networks for short-term load forecasting: a review and evaluation", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 16, No. 1, pp. 44-55, February 2001.
- [Hobbs88] Hobbs, W.J., Hermon, G., Warner, S., Sheblé, G.B., "An enhanced dynamic programming approach for unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 3, No. 3, pp. 1201-1205, August 1988.
- [Hong02] Hong, Y.-Y., Hsiao, C.-Y., "Locational marginal price forecasting in deregulated electricity markets using artificial intelligence", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 149, No. 5, pp. 621-626, September 2002.
- [Hong05] Hong, Y.-Y., Lee, C.-F., "A neuro-fuzzy price forecasting approach in deregulated electricity markets", *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 73, No. 2, pp. 151-157, February 2005.
- [Hota04] Hota, P.K., Dash, S.K., "Multiobjective generation dispatch through a neuro-fuzzy technique", *Electr. Power Compon. Syst.*, Vol. 32, No. 11, pp. 1191-1206, November 2004.

- [Hreinsson88] Hreinsson, E.B., "Optimal short term operation of a purely hydroelectric system", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 3, No. 3, pp. 1072-1077, August 1988.
- [Huang02] Huang, C.-M., Huang, Y.-C., "Combined wavelet-based networks and game-theoretical decision approach for real-time power dispatch", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 17, No. 3, pp. 633-639, August 2002.
- [Huang03] Huang, C.-M., Huang, Y.-C., "A novel approach to real-time economic emission power dispatch", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 18, No. 1, pp. 288-294, February 2003.
- [Hunt96] Hunt, S., Shuttleworth, G., *Competition and Choice in Electricity*, Wiley, Chichester, UK, 1996.
- [IEA01] IEA, International Energy Agency, *Competition in Electricity Markets*, OCDE/IEA, Paris, France, 2001.
- [IEA02] IEA, International Energy Agency, *Security of Supply in Electricity Markets: Evidence and Policy Issues*, OCDE/IEA, Paris, France, 2002.
- [Johannesen91] Johannesen, A., Gjelsvik, A., Fosso, O.B., Flatabo, N., "Optimal short term hydro scheduling including security constraints", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 6, No. 2, pp. 576-583, May 1991.
- [Kazarlis96] Kazarlis, S.A., Bakirtzis, A.G., Petridis, V., "A genetic algorithm solution to the unit commitment problem", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, No. 1, pp. 83-92, February 1996.
- [Kuloor92] Kuloor, S., Hope, G.S., Malik, O.P., "Environmentally constrained unit commitment", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 139, No. 2, pp. 122-128, March 1992.

- [Lee88] Lee, F.N., "Short-term thermal unit commitment — A new method", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 3, No. 2, pp. 421-428, May 1988.
- [Leite02] Leite, P.T., Carneiro, A.A.F.M., Carvalho, A.C.P.L.F., "Energetic operation planning using genetic algorithms", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 17, No. 1, pp. 173-179, February 2002.
- [Li97a] Li, C.-A., Johnson, R.B., Svoboda, A.J., "A new unit commitment method", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 12, No. 1, pp. 113-119, February 1997.
- [Li97b] Li, C.-A., Hsu, E., Svoboda, A.J., Tseng, C.-L., Johnson, R.B., "Hydro unit commitment in hydro-thermal optimization", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 12, No. 2, pp. 764-769, May 1997.
- [Li05] Li, T., Shahidehpour, M., "Price-based unit commitment: a case of Lagrangian relaxation versus mixed integer programming", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 4, pp. 2015-2025, November 2005.
- [Liang94] Liang, R.-H., Hsu, Y.-Y., "Scheduling of hydroelectric generations using artificial neural networks", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 141, No. 5, pp. 452-458, September 1994.
- [Liang96] Liang, R.-H., Hsu, Y.-Y., "Short-term hydro-scheduling using Hopfield neural network", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 143, No. 3, pp. 269-275, May 1996.
- [Lidgate88] Lidgate, D., Amir, B.H., "Optimal operational planning for a hydro-electric generation system", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 135, No. 3, pp. 169-181, May 1988.

- [Lu05] Lu, B., Shahidehpour, M., "Unit commitment with flexible generating units", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 2, pp. 1022-1034, May 2005.
- [Lyra95] Lyra, C., Ferreira, L.R.M., "A multiobjective approach to the short-term scheduling of a hydroelectric power system", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 10, No. 4, pp. 1750-1755, November 1995.
- [Maifeld96] Maifeld, T.T., Sheblé, G.B., "Genetic-based unit commitment algorithm", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, No. 3, pp. 1359-1370, August 1996.
- [Mantawy98] Mantawy, A.H., Abdel-Magid, Y.L., Selim, S.Z., "A simulated annealing algorithm for unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 13, No. 1, pp. 197-203, February 1998.
- [Mariano00] Mariano, S.J.P.S., *Sistemas de Decisão Ótima em Coordenação Hidrotérmica para Planeamento Operacional*, Dissertação de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, Covilhã, Portugal, Dezembro 2000.
- [Mariano05] Mariano, S., Catalão, J., Mendes, V., Ferreira, L., "Power generation efficiency improvement in cascaded and head-dependent reservoirs", *Proc. 15th Power Syst. Computation Conf. — PSCC'05*, Liege, Belgium, August 2005.
- [Mendes93] Mendes, V.M.F., Ferreira, L.A.F.M., Roldão, P., Pestana, R., "Optimal short-term scheduling in large hydrothermal power systems", *Proc. 11th Power Syst. Computation Conf. — PSCC'93*, Avignon, France, August-September 1993.

- [Mendes94] Mendes, V.M.F., *Planeamento da Gestão de Curto Prazo dos Recursos Produtores de um Sistema de Energia Eléctrica no Contexto da Operação*, Dissertação de Doutoramento, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Fevereiro 1994.
- [Mendes95] Mendes, V.M.F., Ferreira, L.A.F.M., Roldão, P., Pestana, R., "Short-term resource scheduling in large-scale hydrothermal power systems: dual optimization by ϵ -subgradient", *Proc. 1995 IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conf.*, Stockholm, Sweden, June 1995.
- [Mendes96] Mendes, V.M.F., Ferreira, L.A.F.M., Roldão, P., Pestana, R., "Optimal short-term scheduling by Lagrangian relaxation: bundle-type versus subgradient algorithms", *Proc. 12th Power Syst. Computation Conf. — PSCC'96*, Dresden, Germany, August 1996.
- [Mendes04] Mendes, V.M.F., Mariano, S.J.P.S., Catalão, J.P.S., Ferreira, L.A.F.M., "Emission constraints on short-term schedule of thermal units", *Proc. 39th Int. Universities Power Eng. Conf. — UPEC 2004*, Bristol, UK, September 2004.
- [Miettinen99] Miettinen, K.M., *Nonlinear Multiobjective Optimization*, Kluwer Academic, Norwell, USA, 1999.
- [MiraAmaral06] Mira Amaral, L., *Energia e Mercado Ibérico*, Booknomics, Lisboa, Portugal, 2006.
- [Muralidharan06] Muralidharan, S., Srikrishna, K., Subramanian, S., "Emission constrained economic dispatch — A new recursive approach", *Electr. Power Compon. Syst.*, Vol. 34, No. 3, pp. 343-353, March 2006.

- [Muslu04] Muslu, M., "Economic dispatch with environmental considerations: tradeoff curves and emission reduction rates", *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 71, No. 2, pp. 153-158, October 2004.
- [Naresh00] Naresh, R., Sharma, J., "Hydro system scheduling using ANN approach", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 15, No. 1, pp. 388-395, February 2000.
- [Naresh02] Naresh, R., Sharma, J., "Short term hydro scheduling using two-phase neural network", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 24, No. 7, pp. 583-590, October 2002.
- [Ni99] Ni, E., Guan, X., Li, R., "Scheduling hydrothermal power systems with cascaded and head-dependent reservoirs", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 14, No. 3, pp. 1127-1132, August 1999.
- [Nilsson96] Nilsson, O., Sjelvgren, D., "Mixed-integer programming applied to short-term planning of a hydro-thermal system", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, No. 1, pp. 281-286, February 1996.
- [Nogales02] Nogales, F.J., Contreras, J., Conejo, A.J., Espínola, R., "Forecasting next-day electricity prices by time series models", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 17, No. 2, pp. 342-348, May 2002.
- [Oliveira05] Oliveira, A.R.L., Soares, S., Nepomuceno, L., "Short term hydroelectric scheduling combining network flow and interior point approaches", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 27, No. 2, pp. 91-99, February 2005.

- [Ouyang91] Ouyang, Z., Shahidehpour, S.M., "An intelligent dynamic programming for unit commitment application", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 6, No. 3, pp. 1203-1209, August 1991.
- [Ouyang92] Ouyang, Z., Shahidehpour, S.M., "A multi-stage intelligent system for unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 7, No. 2, pp. 639-646, May 1992.
- [Padhy04] Padhy, N.P., "Unit commitment — A bibliographical survey", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 19, No. 2, pp. 1196-1205, May 2004.
- [Parrilla06] Parrilla, E., García-González, J., "Improving the B&B search for large-scale hydrothermal weekly scheduling problems", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 28, No. 5, pp. 339-348, June 2006.
- [Peterson95] Peterson, W.L., Brammer, S.R., "A capacity based Lagrangian relaxation unit commitment with ramp rate constraints", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 10, No. 2, pp. 1077-1084, May 1995.
- [Piekutowski94] Piekutowski, M., Litwinowicz, T., Frowd, R.J., "Optimal short-term scheduling for a large-scale cascaded hydro system", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 9, No. 2, pp. 805-811, May 1994.
- [Ponrajah98] Ponrajah, R.A., Witherspoon, J., Galiana, F.D., "Systems to optimise conversion efficiencies at Ontario Hydro's hydroelectric plants", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 13, No. 3, pp. 1044-1050, August 1998.
- [Principe00] Principe, J.C., Euliano, N.R., Lefebvre, W.C., *Neural and Adaptive Systems: Fundamentals Through Simulations*, Wiley, New York, USA, 2000.

- [Pulgar-Painemal05] Pulgar-Painemal, H.A., "Short-term generation scheduling under a SO₂ emissions allowances market", *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 74, No. 2, pp. 257-265, May 2005.
- [Pursimo98] Pursimo, J.M., Antila, H.K., Vilkkko, M.K., Lautala, P.A., "A short-term scheduling for a hydropower power plant", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 20, No. 8, pp. 525-532, November 1998.
- [Qing88] Qing, X., Niande, X., Shiyang, W., Boming, Z., Mei, H., "Optimal daily scheduling of cascaded plants using a new algorithm of nonlinear minimum cost network flow", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 3, No. 3, pp. 929-935, August 1988.
- [Rau03] Rau, N.S., *Optimization Principles: Practical Applications to the Operation and Markets of the Electric Power Industry*, IEEE Press, New Jersey, USA, 2003.
- [Richter00] Richter, C.W., Jr., Sheblé, G.B., "A profit-based unit commitment GA for the competitive environment", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 15, No. 2, pp. 715-721, May 2000.
- [Rodriguez04] Rodriguez, C.P., Anders, G.J., "Energy price forecasting in the Ontario competitive power system market", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 19, No. 1, pp. 366-374, February 2004.
- [Ruzic91] Ruzic, S., Rajakovic, N., "A new approach for solving extended unit commitment problem", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 6, No. 1, pp. 269-277, February 1991.
- [Saini02] Saini, L.M., Soni, M.K., "Artificial neural network based peak load forecasting using Levenberg-Marquardt and quasi-Newton methods", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 149, No. 5, pp. 578-584, September 2002.

- [Saneifard97] Saneifard, S., Prasad, N.R., Smolleck, H.A., "A fuzzy logic approach to unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 12, No. 2, pp. 988-995, May 1997.
- [Santana06] Santana, J.J.E, Resende, M.J., *Reflectir Energia*, ETEP: Edições Técnicas e Profissionais, Lisboa, Portugal, 2006.
- [Sasaki92] Sasaki, H., Watanabe, M., Kubokawa, J., Yorino, N., Yokoyama, R., "A solution method of unit commitment by artificial neural networks", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 7, No. 3, pp. 974-981, August 1992.
- [Shahidehpour02] Shahidehpour, M., Yamin, H., Li, Z., *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling and Risk Management*, Wiley, New York, USA, 2002.
- [Snyder87] Snyder, W.L., Jr., Powell, H.D., Jr., Rayburn, J.C., "Dynamic programming approach to unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. PWRS-2, No. 2, pp. 339-350, May 1987.
- [Song97] Song, Y.H., Wang, G.S., Wang, P.Y., Johns, A.T., "Environmental/economic dispatch using fuzzy logic controlled genetic algorithm", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 144, No. 4, pp. 377-382, July 1997.
- [Sousa05] Sousa, J.A.M., *Integração de Mercados Liberalizados de Energia Eléctrica com Aplicações ao MIBEL*, Dissertação de Doutoramento, Faculdade de Economia, Universidade Nova de Lisboa, Portugal, Maio 2005.
- [Srinivasan96] Srinivasan, D., Tettamanzi, A., "Heuristics-guided evolutionary approach to multiobjective generation scheduling", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 143, No. 6, pp. 553-559, November 1996.

- [Srinivasan97] Srinivasan, D., Tettamanzi, A.G.B., "An evolutionary algorithm for evaluation of emission compliance options in view of the Clean Air Act Amendments", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 12, No. 1, pp. 336-341, February 1997.
- [SucenaPaiva05] Sucena Paiva, J.P., *Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistémica*, IST Press, Lisboa, Portugal, 2005.
- [Svoboda97] Svoboda, A.J., Tseng, C.-L., Li, C.-A., Johnson, R.B., "Short-term resource scheduling with ramp constraints", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 12, No. 1, pp. 77-83, February 1997.
- [Swarup02] Swarup, K.S., Yamashiro, S., "Unit commitment solution methodology using genetic algorithm", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 17, No. 1, pp. 87-91, February 2002.
- [Szkuta99] Szkuta, B.R., Sanabria, L.A., Dillon, T.S., "Electricity price short-term forecasting using artificial neural networks", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 14, No. 3, pp. 851-857, August 1999.
- [Takriti00] Takriti, S., Birge, J.R., "Using integer programming to refine Lagrangian-based unit commitment solutions", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 15, No. 1, pp. 151-156, February 2000.
- [Tong91] Tong, S.K., Shahidehpour, S.M., Ouyang, Z., "A heuristic short-term unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 6, No. 3, pp. 1210-1216, August 1991.
- [Ula91] Ula, A.H.M.S., "Global warming and electric power generation: what is the connection?", *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 6, No. 4, pp. 599-604, December 1991.

- [Virmani89] Virmani, S., Adrian, E.C., Imhof, K., Mukherjee, S., "Implementation of a Lagrangian relaxation based unit commitment problem", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 4, No. 4, pp. 1373-1380, October 1989.
- [Walsh97] Walsh, M.P., O'Malley, M.J., "Augmented Hopfield network for unit commitment and economic dispatch", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 12, No. 4, pp. 1765-1774, November 1997.
- [Wang95] Wang, S.J., Shahidehpour, S.M., Kirschen, D.S., Mokhtari, S., Irisarri, G.D., "Short-term generation scheduling with transmission and environmental constraints using an augmented Lagrangian relaxation", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 10, No. 3, pp. 1294-1301, August 1995.
- [Wang98] Wang, A.J., Ramsay, B., "A neural network based estimator for electricity spot-pricing with particular reference to weekend and public holidays", *Neurocomputing*, Vol. 23, No. 1, pp. 47-57, December 1998.
- [Wang02] Wang, W.-M., Huang, C.-M., "An evolutionary based wavelet network for real-time power dispatch", *Electr. Power Compon. Syst.*, Vol. 30, No. 11, pp. 1151-1166, November 2002.
- [Wong98] Wong, K.P., Yuryevich, J., "Evolutionary-programming-based algorithm for environmentally-constrained economic dispatch", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 13, No. 2, pp. 301-306, May 1998.
- [Wood96] Wood, A.J., Wollenberg, B.F., *Power Generation, Operation and Control*, Wiley, New York, USA, 1996.

- [Yamin04a] Yamin, H.Y., Shahidehpour, S.M., Li, Z., "Adaptative short-term electricity price forecasting using artificial neural networks in the restructured power markets", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 26, No. 8, pp. 571-581, October 2004.
- [Yamin04b] Yamin, H.Y., "Profit-based unit commitment for GenCos in a deregulated power market", *Eur. Trans. Electr. Power*, Vol. 14, No. 5, pp. 321-330, September-October 2004.
- [Zhang03] Zhang, L., Luh, P.B., Kasiviswanathan, K., "Energy clearing price prediction and confidence interval estimation with cascaded neural networks", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 18, No. 1, pp. 99-105, February 2003.
- [Zhang05] Zhang, L., Luh, P.B., "Neural network-based market clearing price prediction and confidence interval estimation with an improved extended Kalman filter method", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 1, pp. 59-66, February 2005.
- [Zhou06] Zhou, M., Yan, Z., Ni, Y.X., Li, G., Nie, Y., "Electricity price forecasting with confidence-interval estimation through an extended ARIMA approach", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 153, No. 2, pp. 187-195, March 2006.
- [Zhuang88] Zhuang, F., Galiana, F.D., "Towards a more rigorous and practical unit commitment by Lagrangian relaxation", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 3, No. 2, pp. 763-773, May 1988.
- [Zhuang90] Zhuang, F., Galiana, F.D., "Unit commitment by simulated annealing", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 5, No. 1, pp. 311-318, February 1990.