



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR  
Faculdade de Engenharia

# **Optimização da Exploração de Curto Prazo e das Ofertas em Mercado para um Sistema Electroprodutor Considerando Incerteza e Risco**

**Hugo Miguel Inácio Pousinho**

Tese para obtenção do Grau de Doutor em  
**Engenharia Electrotécnica e de Computadores**  
(3.º ciclo de estudos)

Orientador: Prof. Doutor João Paulo da Silva Catalão  
Co-orientador: Prof. Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes

**Covilhã, Maio de 2012**



Este trabalho foi financiado por Fundos FEDER através do Programa Operacional Factores de Competitividade - COMPETE e por Fundos Nacionais através da FCT - Fundação para a Ciência e a Tecnologia no âmbito do projecto PTDC/EEA-EEL/110102/2009 e da bolsa de Doutoramento SFRH/BD/62965/2009.

# Dedicatória

Aos meus pais.

# Agradecimentos

Ao Doutor João Paulo da Silva Catalão, Professor Auxiliar no Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, responsável como orientador científico, desejo expressar o meu agradecimento pela oportunidade de desenvolvimento deste trabalho e orientação, compreensão, amizade e constante apoio durante todo o trabalho. Não poderia deixar de realçar toda a sua dedicação prestada e pelos desafios cada vez mais complexos que foi colocando na realização desta tese e pelo estímulo e exigência crescente que foi impondo à medida que caminhava para a sua conclusão. A sua disponibilidade incondicional, a sua forma crítica e criativa de arguir as ideias apresentadas, creio que deram rumo a esta tese facilitando o alcance dos meus objectivos, bem-haja estou muito grato.

Ao Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, Professor-coordenador com Agregação no Departamento de Engenharia Electrotécnica e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, responsável como co-orientador científico, desejo expressar o meu agradecimento pela sua constante atitude positiva diante das minhas necessidades e limitações durante a execução desta tese e pela orientação competente, sincera e interessada.

Ao Doutor Carlos Manuel Pereira Cabrita, Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, desejo expressar o meu agradecimento pela convivência amigável e apoio que sempre manifestou ao longo da execução dos trabalhos envolvidos nesta tese.

Ao Doutor Abílio Manuel Pereira da Silva, Professor Auxiliar no Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, desejo expressar o meu agradecimento pela forma com que sempre fui acolhido e pelas condições materiais que colocou ao dispor a fim de realizar os trabalhos envolvidos nesta tese.

Ao Doutor Mário Rui Melício da Conceição, Professor Auxiliar no Departamento de Física da Universidade de Évora, desejo expressar o meu agradecimento pelas palavras de apoio e valorosos conselhos que sempre transmitiu.

À Dra. Maria José Rodrigues Batista, desejo expressar o meu agradecimento pelo carinho, apoio e estímulo constante na prossecução dos meus objectivos.

À minha família, desejo expressar o meu reconhecimento pelo incentivo transmitido e por terem permitido que muito do tempo que lhes era devido fosse utilizado no período da parte académica do Curso de Doutoramento em Engenharia Electrotécnica e de Computadores na Universidade da Beira Interior, na investigação, na escrita de diversas comunicações e da tese.

À FCT- Fundação para a Ciência e Tecnologia, que financiou os trabalhos envolvidos no Doutoramento através do contrato SFRH/BD/62965/2009.

Ainda, expresso o meu agradecimento aos muitos que não foram anteriormente mencionados, mas que contribuíram directa ou indirectamente para o bom andamento dos trabalhos que dimanaram no âmbito da investigação realizada.

# Resumo

Esta tese incide sobre a previsão e a exploração de curto prazo em sistemas electroprodutores hídricos e eólicos. O objectivo é uma contribuição no âmbito quer das metodologias de previsão quer das estratégias de oferta em mercado de electricidade, considerando incerteza e risco. Novas metodologias de optimização são propostas para captar as consequências associadas ao comportamento do mercado de electricidade. A previsão da potência eólica e dos preços da energia eléctrica têm que contemplar exigências quer de informação limitada quer de viabilidade no que respeita aos recursos computacionais. Metodologias híbridas que combinam a WT, o PSO e o ANFIS vão ao encontro de soluções que originam estratégias económicas mais favoráveis para as empresas produtoras, contribuindo para contemplar as exigências anteriores. Estas metodologias auxiliam a optimização da exploração tendo em consideração o carácter estocástico das variáveis envolvidas no problema. O desenvolvimento de metodologias estocásticas possibilita mitigar a incerteza pela consideração de cenários que permitem à empresa produtora uma exploração de forma viável e fiável em ambiente competitivo, acedendo com níveis superiores de racionalidade às estratégias de licitações no mercado, que consideram a ponderação de risco na tomada de decisões. Para comprovar a proficiência das metodologias desenvolvidas são utilizados casos de estudo a onde, através dos resultados obtidos, é possível concluir sobre o seu desempenho favorável.

## Palavras-chave

Energia hídrica, energia eólica, previsão dos preços da energia eléctrica, previsão da potência eólica, incerteza e risco, programação estocástica, estratégias de oferta no mercado.

# Abstract

This thesis focuses on short-term forecasting and exploitation for hydro and wind power systems. The aim is a contribution on forecasting methodologies and also on strategies on bidding offers in electricity market considering the uncertainty and risk. New methodologies for optimization are proposed to capture effects associated with the behavior of the electricity market. The forecast of the wind power and electricity prices must include requirements either of available limited information or of viability in what regards the use of computer resources. Hybrid methodologies combining WT, PSO and ANFIS are able to expose solutions that lead to economic strategies more favorable on exploitation of hydro or wind power systems companies, helping to address the above requirements. These methodologies assist on the exploitation optimization in order to consider the stochastic nature of variables involved in the problem. The development of stochastic methodologies, assisting on the mitigation of uncertainty by the consideration of scenarios, allow a viable and a reliable exploitation in a competitive environment by achieving higher levels of rationality on the market bidding strategies, taking into account risk. In order to prove the proficiency of the developed methodologies, case studies are carried out and the results shown are in support of favorable performance.

# Keywords

Hydro energy, wind energy, electricity price forecasting, wind power forecasting, uncertainty and risk, stochastic programming, market offering strategies.

# Índice

<b>1. Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1. Enquadramento .....	1
1.2. Motivação .....	10
1.3. Estado da Arte .....	12
1.4. Organização do Texto .....	36
1.5. Notação.....	37
<b>2. Optimização em Contexto de Reestruturação</b> .....	<b>38</b>
2.1. Introdução .....	38
2.2. Organização do Mercado de Electricidade .....	41
2.3. Risco no Mercado de Electricidade .....	53
2.4. Metodologia de Optimização .....	54
2.5. Modelos de Gestão do Risco .....	63
<b>3. Metodologia de Previsão</b> .....	<b>73</b>
3.1. Introdução .....	73
3.2. Metodologia de Previsão .....	79
3.3. Medidas do Erro de Previsão.....	97
3.4. Resultados Numéricos .....	98
3.5. Conclusão .....	108
<b>4. Optimização da Exploração de um Sistema Hidroeléctrico</b> .....	<b>109</b>
4.1. Introdução .....	109
4.2. Caracterização de um Produtor.....	113
4.3. Formulação do Problema .....	128
4.4. Resultados Numéricos .....	137
4.5. Conclusão .....	155
<b>5. Optimização da Exploração de um Sistema Eólico</b> .....	<b>157</b>
5.1. Introdução .....	157
5.2. Modelização da Incerteza.....	162
5.3. Formulação do Problema .....	170
5.4. Resultados Numéricos .....	174
5.5. Conclusão .....	184

<b>6. Conclusão .....</b>	<b>186</b>
6.1. Contribuições .....	186
6.2. Lista de Publicações .....	189
6.3. Direcções de Investigação .....	194
<b>7. Referências Bibliográficas .....</b>	<b>195</b>

# Lista de Figuras

Figura 1.1:	Potência renovável instalada ao longo dos anos. ....	7
Figura 1.2:	Perfil de potência eólica em Portugal, em Abril de 2008. ....	8
Figura 1.3:	Potencial de hidroelectricidade previsto para 2020. ....	9
Figura 1.4:	Diagrama de blocos para previsão de potência a partir de modelos físicos. ....	20
Figura 2.1:	Estrutura do mercado de electricidade. ....	39
Figura 2.2:	Determinação do preço marginal do sistema. ....	42
Figura 2.3:	Processos do mercado diário. ....	43
Figura 2.4:	Sequência de actividades no mercado intradiário. ....	44
Figura 2.5:	Quota de energia produzida por participante. ....	46
Figura 2.6:	Demanda residual de uma empresa dominante no mercado. ....	49
Figura 2.7:	Curvas de demanda residual para a hora $k$ . ....	50
Figura 2.8:	Linearização da curva de demanda residual utilizando a aproximação por escalão. ....	51
Figura 2.9:	Valor da venda de energia na hora $k$ . ....	51
Figura 2.10:	Classificação dos problemas de programação estocástica. ....	58
Figura 2.11:	Estrutura da matriz de restrições para o problema estocástico de dois estados. ....	61
Figura 2.12:	Árvore de cenários. ....	62
Figura 2.13:	Representação do conceito de risco. ....	66
Figura 2.14:	Curva da fronteira eficiente. ....	68
Figura 2.15:	Representação do conceito do VaR. ....	69
Figura 2.16:	Representação do conceito do CVaR. ....	71
Figura 3.1:	Potência instalada nos sistemas eólicos em Portugal Continental, em Janeiro de 2012. ....	75
Figura 3.2:	Representação da árvore de decomposição <i>Wavelet</i> ( $p=A_3+D_1+D_2+D_3$ ). ....	83
Figura 3.3:	Função de pertença triangular. ....	85
Figura 3.4:	Função de pertença gaussiana. ....	85
Figura 3.5:	Função de pertença sino. ....	85

Figura 3.6:	Função de pertinência trapezoidal. ....	85
Figura 3.7:	Sistema de inferência difuso. ....	86
Figura 3.8:	Arquitectura do ANFIS. ....	87
Figura 3.9:	Actualização para as partículas utilizando o método PSO. ....	90
Figura 3.10:	Função objectivo versus iteração. ....	93
Figura 3.11:	Fluxograma da metodologia híbrida WPA. ....	94
Figura 3.12:	Perfil de potência eólica em Portugal, em Janeiro de 2008. ....	99
Figura 3.13:	Potência eólica prevista, traço a negro, juntamente com a potência eólica verificada, traço a cinzento; valor absoluto do erro de previsão, traço a azul. ....	99
Figura 3.14:	Potência eólica prevista, traço a negro, juntamente com a potência eólica verificada, traço a cinzento; valor absoluto do erro de previsão, traço a azul. ....	100
Figura 3.15:	Evolução do erro para cada metodologia. ....	101
Figura 3.16:	Desempenho da metodologia híbrida WPA, utilizando o critério NMAE. ....	103
Figura 3.17:	Preços médios diários do Mercado Eléctrico Espanhol em 2002. ....	104
Figura 3.18:	Preços horários previstos, traço negro, juntamente com os preços verificados, traço a cinzento; valor absoluto do erro de previsão, traço a azul. ....	105
Figura 3.19:	Erros diários relativos às metodologias NN, NNWT e WPA para as semanas analisadas: (a) Inverno, (b) Primavera, (c) Verão e (d) Outono. ....	107
Figura 4.1:	Curva de desempenho de uma central aproximada por uma função linear por troços. ....	116
Figura 4.2:	Cenários de preços da energia eléctrica. ....	119
Figura 4.3:	Estrutura da metodologia baseada em optimização estocástica para uma empresa tomadora de preços. ....	120
Figura 4.4:	Hierarquia típica dos subproblemas. ....	121
Figura 4.5:	Curva do valor da água para o reservatório $j$ . ....	122
Figura 4.6:	Estrutura da metodologia baseada em optimização estocástica para uma empresa dominante no mercado. ....	125
Figura 4.7:	Curva de oferta construída através dos pares de coordenadas $(q_{\omega k}, \lambda_{\omega k s})$ . ....	126
Figura 4.8:	Sistema hidroeléctrico com sete reservatórios em cascata estudado. ....	138

Figura 4.9:	Afluência natural aos reservatórios 1 a 6.....	139
Figura 4.10:	Cenários previstos para os preços da energia eléctrica no mercado diário. ....	141
Figura 4.11:	Lucro esperado versus desvio padrão do lucro. ....	142
Figura 4.12:	Potência em cada central, ponderação de risco $\alpha = 0,00$ . ....	144
Figura 4.13:	Potência em cada central, ponderação de risco $\alpha = 1,00$ . ....	144
Figura 4.14:	Diferença de potência entre neutra e avessa ao risco. ....	146
Figura 4.15:	Curvas de oferta horárias, ponderação de risco $\alpha = 0,00$ ( $\square$ ) e $\alpha = 1,00$ ( $\Delta$ ). ....	147
Figura 4.16:	Cenários gerados para as curvas de demanda residual. ....	149
Figura 4.17:	Lucro esperado versus desvio padrão do lucro. ....	150
Figura 4.18:	Potência em cada central, ponderação de risco $\alpha = 0,00$ , cenário # 3. ....	151
Figura 4.19:	Potência em cada central, ponderação de risco $\alpha = 1,00$ , cenário # 3. ....	151
Figura 4.20:	Produção média horária para a empresa produtora neutra ao risco $\alpha = 0,00$ . ....	152
Figura 4.21:	Curvas de oferta horárias, ponderação de risco $\alpha = 0,00$ ( $\square$ ) e $\alpha = 1,00$ ( $\Delta$ ). ....	153
Figura 4.22:	Processo de convergência do CPLEX 12.1, ponderação de risco $\alpha = 0,00$ . ....	154
Figura 5.1:	Total de emissões evitadas pela produção de energia renovável, em Portugal. ....	158
Figura 5.2:	Representação esquemática da metodologia de optimização. ....	162
Figura 5.3:	Representação dos rácios positivo $r_k^+$ e negativo $r_k^-$ . ....	166
Figura 5.4:	Árvore de cenários com dois estados. ....	168
Figura 5.5:	Representação dos cenários para os preços da energia eléctrica. ....	174
Figura 5.6:	Representação dos cenários para a potência eólica. ....	175
Figura 5.7:	Representação do rácio entre os preços de desequilíbrio e o preço de energia eléctrica estabelecido pelo mercado diário. ....	175
Figura 5.8:	Potência para o sistema eólico e ofertas óptimas a submeter ao mercado diário, ponderação de risco $\alpha = 0,00$ . ....	177
Figura 5.9:	Desvios de produção, ponderação de risco $\alpha = 0,00$ . ....	177

Figura 5.10: Potência para o sistema eólico e ofertas ótimas a submeter ao mercado diário, ponderação de risco $\alpha = 0,20$ .....	179
Figura 5.11: Desvios de produção, ponderação de risco $\alpha = 0,20$ . .....	179
Figura 5.12: Diferença de desvios entre a ponderação de risco $\alpha = 0,00$ e $\alpha = 0,20$ . .....	180
Figura 5.13: Potência para o sistema eólico e ofertas ótimas a submeter ao mercado diário, ponderação de risco $\alpha = 1,00$ . .....	181
Figura 5.14: Desvios de produção, ponderação de risco $\alpha = 1,00$ . .....	181
Figura 5.15: Diferença de desvios entre a ponderação de risco $\alpha = 0,00$ e $\alpha = 1,00$ .....	182
Figura 5.16: Lucro esperado versus desvio padrão do lucro. ....	183

# Lista de Tabelas

Tabela 1.1: Top 10 Capacidade total instalada de potência eólica em 2011 .....	6
Tabela 1.2: Métodos de previsão a curto prazo.....	26
Tabela 2.1: Cálculo da demanda residual.....	48
Tabela 3.1: Aplicação, horizonte temporal e método de previsão.....	77
Tabela 3.2: Inicialização das 4 partículas.....	92
Tabela 3.3: Primeira iteração .....	92
Tabela 3.4: Última iteração.....	93
Tabela 3.5: Parâmetros do PSO .....	96
Tabela 3.6: Valor do MAPE (%) obtido por metodologia .....	101
Tabela 3.7: Valor da variância do erro obtido por metodologia.....	102
Tabela 3.8: Valor do NMAE obtido por metodologia.....	102
Tabela 3.9: Valor do MAPE (%) obtido por metodologia .....	106
Tabela 3.10: Valor da variância do erro obtido por metodologia.....	106
Tabela 4.1: Dados do sistema hidroeléctrico.....	140
Tabela 4.2: Número de variáveis e restrições do caso de estudo .....	141
Tabela 4.3: Resultados comparativos entre a percentagem de aumento do lucro esperado para diferentes factores de ponderação de risco .....	143
Tabela 4.4: Resultados obtidos para os limites de ponderação de risco .....	145
Tabela 4.5: Número de variáveis e restrições do caso de estudo .....	148
Tabela 4.6: Resultados comparativos entre a percentagem de aumento do lucro esperado para diferentes factores de ponderação de risco .....	150
Tabela 4.7: Preço médio de mercado e a quota média, ponderação de risco $\alpha = 1,00$ e $\alpha = 0,00$ considerado ao longo do dia no cenário # 3.....	152
Tabela 5.1: Cenários considerados, número e probabilidade.....	176
Tabela 5.2: Comparação do lucro esperado para diferentes factores de ponderação de risco .....	183

## Lista de Acrónimos

AIE	Agência Internacional de Energia
ANFIS	Sistema de Inferência Neuro-Difuso Adaptativo
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
AR	Método Auto-Regressivo
ARIMA	Método Auto-Regressivo Integrado de Média Móvel
ARMA	Método Auto-Regressivo de Média Móvel
CVaR	Valor em Risco Condicional
CNEA	Algoritmo em Cascata Neuro-Evolucionário
EDP	Energias de Portugal
fdp	Função Densidade de Probabilidade
fdc	Função de Distribuição Cumulativa
FER	Fonte de Energia Renovável
GARCH	<i>Generalized Autoregressive Conditional Heteroscedasticity</i>
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
HIS	<i>Hybrid Intelligent System</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
MAPE	Erro Médio Absoluto em Percentagem
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
MIPGap	Medida para o critério de aceitação para a convergência da metodologia de programação inteira mista
NMAE	Erro Médio Absoluto Normalizado
NN	Rede Neuronal Artificial
OM	Operador do Mercado
OMEL	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Espanhol)
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português)
ONG	Organização Não Governamental
PD	Programação Dinâmica
PJM	Mercado de <i>Pennsylvania-New Jersey-Maryland</i>
PL	Programação Linear
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PNL	Programação Não Linear

PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
PNT	Método de Previsão Numérica do Tempo
PRE	Produção em Regime Especial
PSO	Optimização por Enxame de Partículas
REN	Redes Energéticas Nacionais
SCADA	Sistema de Aquisição de Dados
VaR	Valor em Risco
WNN	<i>Weighted Nearest Neighbor</i>
WT	Transformada de <i>Wavelet</i>

# Lista de Símbolos

## *Índices*

$\omega$	Índice do cenário
$j$	Índice do reservatório
$k$	Índice da hora
$s$	Índice do escalão
$r$	Índice dos intervalos para o volume de água armazenado
$i$	Índice dos pontos limite utilizados para modelizar a curva de desempenho de uma central

## *Constantes e variáveis*

$\Omega$	Número total de cenários
$J$	Número total de centrais hidroeléctricas da cascata hídrica
$K$	Número total de horas do horizonte temporal considerado
$S$	Número total de escalões da curva de demanda residual
$R$	Número total de intervalos para o volume de água armazenado
$I$	Número total de pontos limite utilizados para modelizar a curva de desempenho de uma central
$\rho_\omega$	Probabilidade associada ao cenário $\omega$

$\alpha$	Factor de ponderação de risco utilizado para atingir um compromisso entre o lucro esperado e o risco
$\zeta$	Valor em risco
$\delta$	Nível de confiança
$\eta_\omega$	Variável auxiliar utilizada para calcular o CVaR
$v_{jk}$	Volume de água armazenado no reservatório $j$ no final da hora $k$
$\underline{v}_j$	Volume mínimo de água armazenado no reservatório $j$
$\bar{v}_j$	Volume máximo de água armazenado no reservatório $j$
$t_{jk}$	Caudal de água turbinado na central $j$ na hora $k$
$\underline{t}_j$	Caudal mínimo de água turbinado na central $j$
$\bar{t}_j$	Caudal máximo de água turbinado na central $j$
$s_{jk}$	Caudal de água descarregado pelo reservatório $j$ na hora $k$
$a_{jk}$	Afluência ao reservatório $j$ na hora $k$
$q_{\omega k}$	Quota de mercado da empresa produtora para o cenário $\omega$ na hora $k$
$\underline{q}_{ks}$	Quota mínima para o escalão $s$ na hora $k$
$p_{jk}$	Potência da central $j$ na hora $k$
$\underline{p}_j$	Potência mínima da central $j$
$\bar{p}_j$	Potência máxima da central $j$
$\lambda_{\omega k}$	Preço da energia eléctrica para o cenário $\omega$ na hora $k$

$\lambda_{\omega k s}$	Preço da energia eléctrica no escalão $s$ da curva de demanda residual para o cenário $\omega$ na hora $k$
$w_{jk}$	Variável binária que assume o valor lógico 1 se a central $j$ está ligada na hora $k$ , caso contrário assume o valor lógico 0
$y_{jk}$	Variável binária que assume o valor lógico 1 se a central $j$ arranca na hora $k$ , caso contrário assume o valor lógico 0
$z_{jk}$	Variável binária que assume o valor lógico 1 se a central $j$ é desligada na hora $k$ , caso contrário assume o valor lógico 0
$R_j$	Factor que limita a variação do caudal de água turbinado na central $j$
$SU_j$	Custo de arranque da central $j$
$u_{ks}$	Variável binária assume o valor lógico 1 se o escalão $s$ é seleccionado, caso contrário assume o valor lógico 0
$f_{ks}$	Fracção da quota utilizada pela empresa produtora no escalão $s$ da curva de demanda residual da hora $k$
$\bar{f}_{ks}$	Quota máxima do escalão $s$ da curva de demanda residual seleccionada para a hora $k$
$g_{\omega\omega'k}$	Variável binária que liga as ofertas para os cenários $\omega$ e $\omega'$ na hora $k$
$d_{jkr}$	Variável binária que assume o valor lógico 1 se $H_{r-1} \leq v_{jk} \leq H_r$ , caso contrário assume o valor lógico 0
$m_{jki}$	Variável binária que assume o valor lógico 1 se $T_{j(i-1)} \leq t_{jk} \leq T_{ji}$ ou $T_{ji} \leq t_{jk} \leq T_{j(i+1)}$ , caso contrário assume o valor lógico 0
$\pi_{jki}$	Variável continua que define o peso do ponto limite $i$ para a central $j$ na hora $k$

$T_{ji}$	Caudal de água turbinado na central $j$ no ponto limite $i$
$P_{jir}$	Potência da central $j$ no ponto limite $i$ para o intervalo $r$
$H_{jr}$	Volume de água no reservatório $j$ para o intervalo $r$
$P_{inst}$	Potência instalada no sistema eólico
$\bar{p}$	Valor médio da potência eólica (preço da energia eléctrica), durante o horizonte temporal considerado
$e$	Erro de previsão durante o horizonte temporal considerado
$p_k$	Potência eólica submetida no mercado diário na hora $k$
$P^{max}$	Potência máxima instalada no sistema eólico
$desv_{\omega k}^+$	Desvio positivo para o cenário $\omega$ na hora $k$
$desv_{\omega k}^-$	Desvio negativo para o cenário $\omega$ na hora $k$
$r_{\omega k}^+$	Rácio positivo para o cenário $\omega$ na hora $k$
$r_{\omega k}^-$	Rácio negativo para o cenário $\omega$ na hora $k$

### *Vectores e matrizes*

$c$	Vector dos coeficientes da função objectivo associado às variáveis de primeiro estado
$A$	Matriz dos coeficientes determinísticos
$\underline{b}$	Vector dos limites mínimos para as restrições associadas às variáveis de primeiro estado

$\bar{b}$	Vector dos limites máximos para as restrições associadas às variáveis de primeiro estado
$x$	Vector que contém as variáveis de decisão que correspondem ao primeiro estado
$y_{\omega}$	Vector que contém as variáveis de decisão que correspondem ao segundo estado
$q_{\omega}$	Vector dos coeficientes da função objectivo associado às variáveis de segundo estado
$T_{\omega}$	Matriz dos coeficientes associada às variáveis de primeiro estado
$W_{\omega}$	Matriz dos coeficientes associados às variáveis de segundo estado
$\underline{h}_{\omega}$	Vector dos limites mínimos para as restrições associadas às variáveis de segundo estado
$\bar{h}_{\omega}$	Vector dos limites máximos para as restrições associadas às variáveis de segundo estado

### *Funções*

$\varphi(t_{jk}, v_{jk})$	Função não linear dependente do caudal de água turbinado $t_{jk}$ e do volume de água armazenado nos reservatórios $v_{jk}$
$\varphi_{\tilde{v}^r}(t_{jk})$	Função linear por troços da potência entregue para um número paramétrico de volumes de água $\tilde{v}^r$
$\lambda_{\omega k}(q_{\omega k})$	Curva de demanda residual, expressando o preço de mercado em função da quota da empresa dominante no mercado, para o cenário $\omega$ na hora $k$



# Capítulo 1

## Introdução

Neste capítulo é apresentada uma introdução ao tema da optimização da exploração de curto prazo e das ofertas em mercado para um sistema electroprodutor considerando a incerteza e o risco. É apresentado 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 tese.

### 1.1. Enquadramento

A energia é um importante factor de crescimento da economia e um elemento vital para o desenvolvimento sustentável. Ao nível da definição de uma política energética nacional cabe diversificar a oferta de fontes de energia alternativas aos recursos de origem fóssil, razão pela qual internacionalmente se suscita a questão do potencial de implantação das energias renováveis. O sector energético assume uma importância relevante na economia, visto que, proporciona uma dinâmica e estímulo na criação de novas oportunidades de negócio e de criação de emprego.

Antes da década de 80 do século passado, a produção, o transporte e a distribuição de energia eléctrica estiveram na generalidade integradas em empresas verticalmente organizadas. A configuração hierárquica das empresas do sector eléctrico permitiu a expansão de centrais produtoras, redes de transporte e distribuição de energia de grande porte que apresentavam como característica a presença de economias de escala [Santana06, Sousa05], i.e., o encadeamento organizacional do processo produtivo era rentabilizado com a máxima utilização dos factores produtivos envolvidos no processo, tendo como resultado baixos custos de produção e o incremento de bens e serviços. Estas economias de escala tinham como suporte a ideologia de que a estrutura de custos do sector é subaditiva, i.e., o sector eléctrico é considerado como monopólio natural.

No início da década de 80 do século passado, esta consideração de monopólio natural para o sector eléctrico começou a ser posta em causa com o surgimento dos

produtores independentes, tendo as empresas do sector eléctrico que detinham o transporte e distribuição de energia a obrigação em adquirir e proceder à distribuição da energia produzida pelos produtores independentes [Santana06].

Após a década de 80 do século passado, o sector eléctrico foi sujeito a um processo de reestruturação sem precedentes à escala mundial [Shahidehpour02], criando condições para a existência de diversas empresas produtoras de energia eléctrica em competição via ambiente de mercado. Ainda, foram criadas condições para os consumidores serem participantes de mercado, licitando ofertas de compra de energia eléctrica. A implementação desta reestruturação desencadeou uma nova forma de gerir as empresas participantes no mercado motivadas pelos mecanismos sobre o qual o mercado de electricidade estabelece as suas negociações energéticas.

A exploração e o planeamento dos sistemas de energia eléctrica são dois conceitos relevantes para que as empresas inseridas no sector eléctrico actuem de acordo com os seus interesses de modo a terem um desempenho favorável, tendo em consideração a liberalização global do sector, i.e., as empresas produtoras de energia eléctrica devem ter a preocupação de gerir com racionalidade o parque de recursos que gerem [Ferreira89]. Os modelos de exploração tradicionais, cujo objectivo era encontrar os níveis de produção de cada unidade geradora de modo a satisfazer a procura com um custo mínimo, estão a ser substituídos por outros modelos mais apropriados à participação no mercado, que no caso de uma empresa produtora de energia eléctrica tem como objectivo determinar as melhores estratégias para atingir o maior proveito do parque produtor através da intervenção da empresa produtora no mercado de electricidade.

Em Portugal, nos anos 90 do século passado, com a aplicação da Directiva 1996/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro de 1996, foram estabelecidas regras com vista à criação do Mercado Interno de Electricidade, originando a liberalização do sector. A liberalização do sector teve em consideração os objectivos [OE12] de: melhorar a eficiência das cadeias energéticas; aumentar a competitividade da economia.

A Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, deu início ao processo de liberalização global do sector eléctrico. Esta Directiva teve na base também da criação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), tendo a reestruturação do sector um forte impacte nos sectores da produção e transporte de energia eléctrica [Peças-Lopes07].

Em 1 de Julho de 2007, o MIBEL iniciou a actividade passando a existir concorrência entre os participantes do mercado quer Portugueses quer Espanhóis, mediados pelo operador do mercado a prazo de contratos futuros (OMIP) e pelo operador do mercado diário e intradiário (OMEL) [MIBEL09]. O MIBEL exigiu, para uma aplicação mais célere, a implementação de medidas adicionais de forma a potenciar a livre concorrência no mercado no âmbito da harmonização regulatória [MIBEL11]. Essas medidas adicionais, de acordo com a Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril de 2010, consistem: na introdução do conceito do operador dominante; na definição de funções do operador do mercado ibérico; na introdução de um mecanismo harmonizado de garantia de potência, promovendo o funcionamento eficiente do sistema electroprodutor; na harmonização dos serviços do sistema, nomeadamente da definição do mecanismo da interruptibilidade.

Em consequência da liberalização do sector eléctrico surgiram fundamentalmente duas formas de transaccionar a energia eléctrica recorrendo: ao mercado de contratação bilateral e ao mercado *spot*. No caso do mercado de contratação bilateral, os compradores e os vendedores chegam a acordo sobre o preço e a quantidade de energia a ser transaccionada, sendo estes contratos implementados pelo operador independente do sistema (ISO). O ISO assume a função de gestão técnica da rede e garante a segurança do abastecimento de energia. No caso do mercado *spot*, as transacções de compra e venda de energia são realizadas pelo operador do mercado (OM). O OM determina a quantidade de energia a produzir e o preço de mercado, de acordo com as ofertas de compra e venda de energia feitas pelos participantes do mercado. Neste caso, é comum estabelecer uma cooperação entre o ISO e o OM para verificar a viabilidade técnica do programa de produção. Ainda, é necessária a negociação de serviços complementares para assegurar a qualidade e a segurança do abastecimento de energia. Por exemplo, são necessários serviços para a regulação secundária de frequência e para a reserva de regulação.

Na maioria dos mercados coexistem as duas formas de contratação, assegurando o ISO a viabilidade técnica do programa de produção correspondente à agregação do programa de energia determinado no mercado *spot* com os contratos bilaterais.

Em 15 de Março de 1999, com a ratificação do Protocolo de Quioto e posteriormente com a Proposta de Compromisso resultante da Conferência do Clima realizada em Copenhaga, em Dezembro de 2009, resultou unicamente um acordo, dito de Acordo de Copenhaga. Vários países estabeleceram compromissos para desenvolver esforços

institucionais, criando objectivos de mitigação das emissões antropogénicas de gases com efeito de estufa (GEE). No entanto, não foi acordada a definição de uma meta global. Outra decisão importante foi a de prosseguir a discussão acerca da continuação do Protocolo de Quioto após 2012. Em Dezembro de 2011, a Conferência das Partes, em Durban, avaliou o progresso em lidar com as mudanças climáticas, tendo os governos reconhecido a urgência em reduzir as emissões a nível mundial, sendo afirmado que é necessário esforços suplementares a para manter o aumento da temperatura média global abaixo de dois graus Celsius.

Em Portugal, foram estabelecidas metas ambiciosas para o desenvolvimento de soluções globais de mitigação das emissões antropogénicas de GEE. Estas metas foram criadas para satisfazer a Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro de 2001, relativa à promoção da energia eléctrica produzida a partir de Fontes de Energia Renováveis (FERs) [MEID10] no mercado de electricidade, procurando soluções que mantenham a equidade entre sectores e asseguram o desenvolvimento sustentável da economia.

A mitigação das emissões antropogénicas de GEE tem gerado uma intensa discussão acerca das vantagens de limitar as emissões industriais de GEE comparativamente com os custos que tais alterações implicariam. As alterações climáticas só podem ser rigorosamente avaliadas em termos dos impactes previstos para as próximas décadas, séculos ou mesmo milénios no que concerne ao aumento da temperatura, aumento do nível do mar, ondas de calor e a extinção de espécies [Aguiar07].

No sector eléctrico foram estudadas estratégias políticas com o objectivo de cumprir as metas de redução de emissões de GEE. Estas metas consistem basicamente em promover o aproveitamento das energias alternativas, i.e., aumentar os níveis de incidência das FERs. Nomeadamente, patrocinar o interesse privado pelo aproveitamento da energia eólica, aumentando a potência instalada para esta energia na rede eléctrica e por inerência diminuir a produção de energia eléctrica proveniente de recursos de origem fóssil [Denny06, Gil07].

A China, os EUA e alguns países da União Europeia têm conquistado uma liderança no aproveitamento das energias renováveis. Este aproveitamento tem impacte social significativo. Estas energias são aceites como tendo um papel importante na economia, garantindo sustentabilidade, reduzindo a dependência energética do exterior. A energia eólica e a hídrica são apresentadas como as mais promissoras.

Em Março de 2007, o Conselho Europeu consagrou o objectivo de vincular os estados-membros ao aumento em 20% da quota das energias renováveis até 2020 [S1]. A União Europeia está a proceder à implementação de objectivos ambiciosos estabelecidos no programa “20/20/20” até 2020 [EU08], que visam:

- O1 Reduzir as emissões antropogénicas de GEE em 20%, relativamente às emissões de 1990.
- O2 Aumentar a quantidade de energia renovável em 20% do consumo de energia final.
- O3 Reduzir o consumo total de energia primária em 20% por aumento da eficiência energética.

Em [Ernst09], é afirmado que a energia eólica é uma tecnologia de produção de energia eléctrica disponível para atenuar as emissões antropogénicas de GEE no sector eléctrico, pelo que, Espanha e Portugal são países onde, internacionalmente, mais se recomenda o investimento em energias renováveis, visto que, ambos os países oferecerem um forte potencial de crescimento nesta área, podendo atrair com facilidade o investimento estrangeiro.

Em [EWEA09], é afirmado que alguns países europeus, como a Alemanha, a Espanha e Portugal, já atingiram uma percentagem significativa de potência eólica ligada à rede eléctrica. O crescimento da potência eólica tanto na Europa como nos Estados Unidos é antevisto como continuando a sua trajectória ascendente até 2020.

Em [Yang10], é afirmado que as tecnologias utilizadas para a exploração das energias renováveis são cada vez mais utilizadas tendo a sua consideração um impacte significativo na promoção de um desenvolvimento sustentável na Europa. Estas tecnologias suscitam um interesse não só devido às vantagens ecológicas e sociais que oferecem, mas também porque os seus custos estão a diminuir.

Em [Duić11], é afirmado que em diversos países, como, a Alemanha, a Espanha e outros estão a definir políticas destinadas a reduzir o impacte ambiental produzido pelo sector eléctrico. Estas políticas são revistas fundamentalmente em ajustes estruturais a longo prazo na economia global. Uma parte significativa destes ajustes estruturais deve ser realizada no sector eléctrico, onde é patente o problema intrínseco às emissões antropogénicas de GEE, apontada como sendo uma questão premente, responsabilizada pelo aquecimento global.

O aumento da potência instalada em energia eólica tem mostrado um incremento considerável, tendo atingido valores significativos, por exemplo, os dados extraídos do *Global Wind Energy Council (GWEC)* para a potência eólica instalada no final de 2011 indicam o valor de 237,67 GW. A elevada integração da energia eólica nos mercados mundiais de energia representou um investimento no valor de 50 mil milhões de euros durante o ano 2011. Alguns dados extraídos do GWEC [GWEC11] são apresentados seguidamente na Tabela 1.1.

Tabela 1.1: Top 10 Capacidade total instalada de potência eólica em 2011

Países	MW	%
China	62 364	26,24
EUA	46 919	19,74
Alemanha	29 060	12,23
Espanha	21 674	9,12
Índia	16 084	6,77
França	6 800	2,86
Itália	6 737	2,83
Reino Unido	6 540	2,75
Canadá	5 265	2,21
Portugal	4 083	1,72
Outros países	32 143	13,53
<b>10 Maiores</b>	<b>205 526</b>	<b>86,47</b>
<b>Total</b>	<b>237 669</b>	<b>100,00</b>

Na Tabela 1.1, são indicados por país o valor da capacidade instalada em aproveitamentos eólicos e a respectiva percentagem relativamente ao total instalado em todos os países. O total instalado em aproveitamentos eólicos na China, nos EUA, na Alemanha e Espanha é cerca de 67,33%, o que mostra o interesse que alguns países com forte preponderância económica apresentam por este tipo de aproveitamento. O GWEC prevê que para 2016, a potência eólica global instalada atinja o valor de 500,00 GW, dos quais 60,00 GW serão adicionados durante 2016, comparativamente aos 40,50 GW de capacidade eólica instalada em 2011. A taxa de crescimento anual durante 2012 a 2016 é prevista com um valor médio de 16,00%. Este valor é inferior ao médio dos últimos 15 anos, que foi de 28,00%. No entanto, é considerado significativo atendendo às dificuldades económicas que se antevêm para o período de 2012 a 2016, resultante das dificuldades económicas provocadas pela crise económica de 2008 a 2012.

O incremento da incidência de potência eólica vem modificar consideravelmente o comportamento dinâmico do sistema eléctrico [Erlich07], obrigando a estudos convenientes para que possa ser aproveitada. Em Portugal, o aumento da PRE é apresentado na Figura 1.1, sendo de destacar que a potência eólica instalada atingiu o valor de 4301 MW no final de 2011.

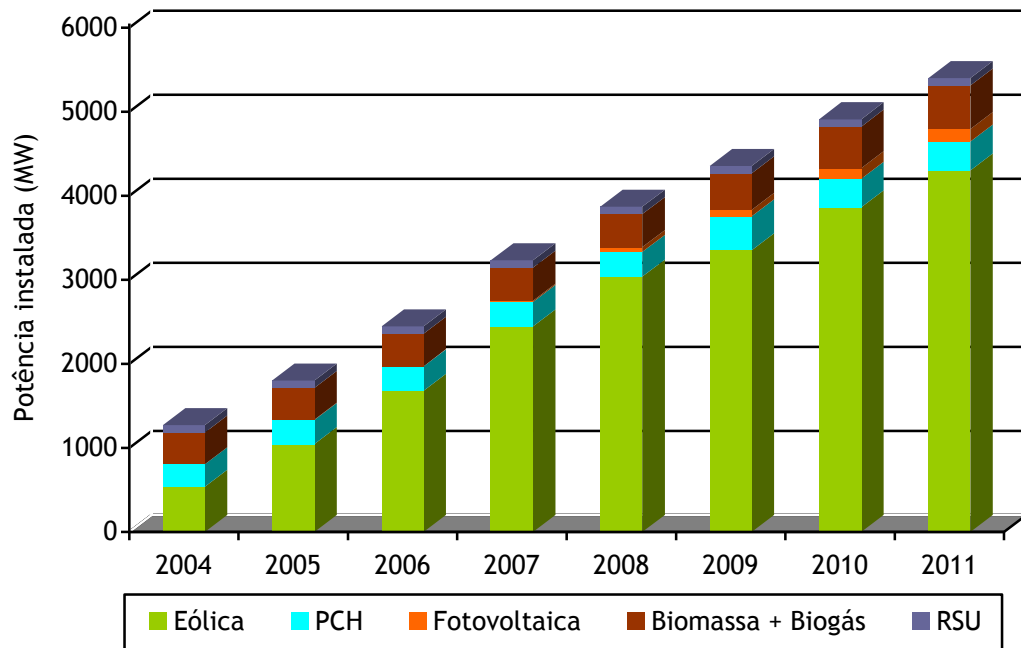


Figura 1.1: Potência renovável instalada ao longo dos anos (Fonte: [DGEG12]).

Pelo facto da tecnologia eólica se considerar bastante desenvolvida e madura no mercado de electricidade internacional, os diversos governos dos países europeus promovem, com subsídios e enquadramento legislativo favorável, o incentivo à instalação de sistemas eólicos. A energia eólica é uma energia limpa para a produção de energia eléctrica e, para além disso, reduz a dependência de combustíveis fósseis e contribui para a redução das emissões de GEE.

A energia eólica apresenta intermitência e volatilidade, implicando que a rede eléctrica tem que ajustar o fornecimento tanto em função das flutuações do recurso eólico com das variações da procura. A intermitência leva a que as empresas produtoras de energia eólica sejam consideradas não despacháveis. É importante distinguir os dois conceitos que caracterizam o comportamento do recurso eólico, nomeadamente, a sua intermitência e a volatilidade. A intermitência é algo que frequentemente começa e cessa intempestivamente, enquanto a volatilidade é uma flutuação em torno de uma certa linha básica. Pelo que, a energia eólica é tanto intermitente como volátil [Dica09].

Um perfil da potência eólica verificado em Portugal, mostrando a intermitência e a volatilidade no mês de Abril de 2008 [REN10] é apresentado na Figura 1.2.

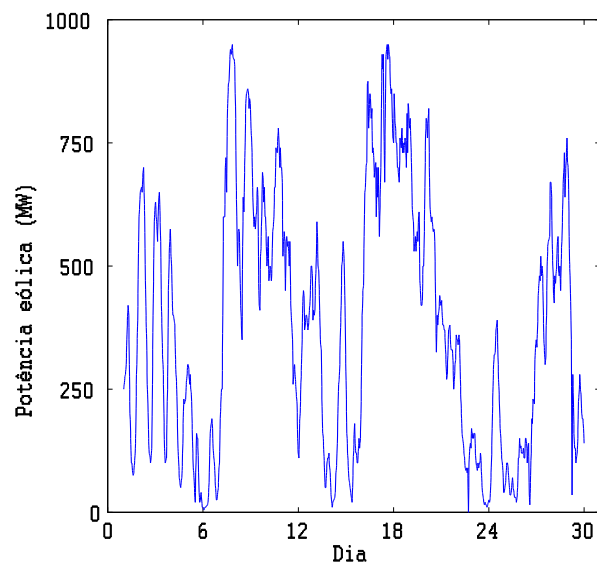


Figura 1.2: Perfil de potência eólica em Portugal, em Abril de 2008.

Os recursos hídricos são uma fonte renovável endógena que proporciona efeitos benéficos para a gestão da rede eléctrica, visto que, podem ter capacidade de armazenamento. Em Portugal, para além de uma componente significativa de recursos eólicos, a contribuição de recursos hídricos assume um relevo histórico, quer pela potência já instalada na rede, quer pela potência ainda por aproveitar, apesar da disponibilidade deste recurso poder variar consoante se verifique maior ou menor pluviosidade, apresentando períodos de ausência superiores aos que se registam para a energia eólica, mas tendo capacidade de armazenamento.

As centrais hidroeléctricas têm a vantagem de poder responder prontamente a solicitações de potência, permitindo apoiar os picos do diagrama de carga, reduzindo a mobilização de outros centros produtores com encargos variáveis mais elevados. Assim, os recursos hídricos desempenham um papel fundamental para um sistema electroprodutor, aliando segurança, fiabilidade, economia de produção e apresentando ainda uma elevada flexibilidade de operação [Pousinho09].

O Governo elegeu a energia hídrica como uma das prioridades para o sector energético, visto que, Portugal tem actualmente 54% do seu potencial hídrico por aproveitar. Em 2010, com a duplicação da central do Alqueva e os reforços de potência das centrais da Bemposta e do Picote, Portugal atinge o valor de 5575 MW de potência hídrica instalada. O potencial hidroeléctrico antevisto em 2020 para

Portugal é de 7000 MW, permitindo um aproveitamento de 70% do potencial hídrico do país, à semelhança dos países de topo da União Europeia [PNBEPH07]. O potencial hidroeléctrico previsto para 2020 [REN10] é apresentado na Figura 1.3.

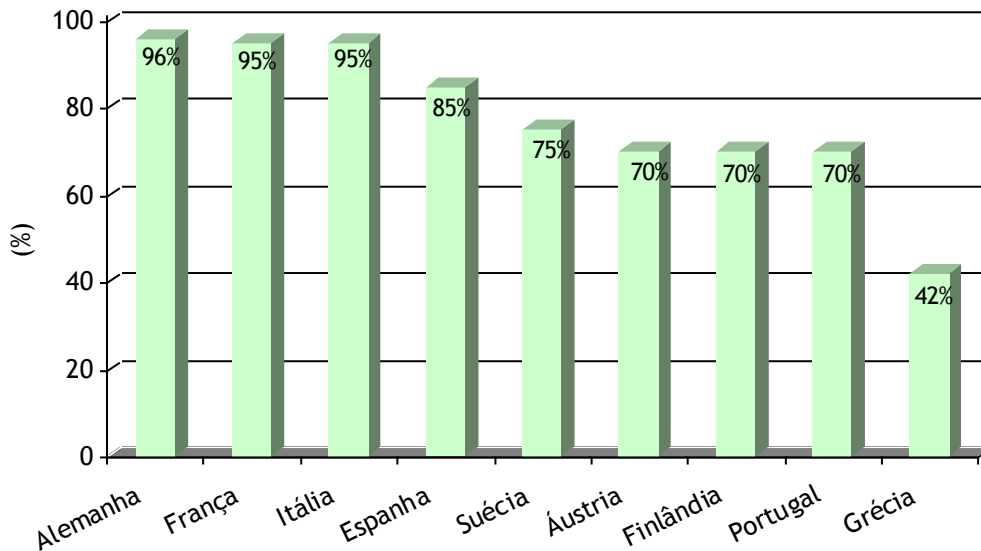


Figura 1.3: Potencial de hidroeletricidade previsto para 2020, (Fonte: [REN10]).

Em Portugal, a construção de novas centrais hidroeléctricas de acordo com [REN10] permite que a produção média anual líquida aumente em cerca de 2,85 TWh de energia como consequência do aumento da capacidade de bombagem. Este aumento de produção média anual líquida corresponde a mais de 4,50% do consumo de energia eléctrica previsto para Portugal em 2020, contribuindo para a redução de 3,00% a 4,00% do total de energia primária importada. Ainda, é de prever que, em 2020, as emissões evitadas pelos aproveitamentos hidroeléctricos, de forma directa ou indirecta, poderão atingir o valor de 15 Mt/ano.

A produção de energia hídrica dará em 2020 um maior contributo para a satisfação do consumo nacional de energia eléctrica e contribuirá para a estabilidade do sistema eléctrico, visto que, é expectável que exista uma importante componente de energia eólica, implicando para o seu bom aproveitamento uma boa capacidade de armazenamento por bombagem e consequente uso nos períodos de quebra de produção não antevista para o sistema eólico.

O trabalho desenvolvido nesta tese permitiu criar o suporte para a obtenção de modelos matemáticos que permitem desenvolver aplicações computacionais de apoio à decisão das empresas produtores de energia eléctrica usufruindo de

aproveitamentos hídricos ou eólicos e que pretendem participar no mercado de electricidade, considerando a incerteza e o risco. Neste trabalho são abordados os seguintes problemas principais:

- P1 Previsão dos preços de mercado da energia eléctrica e da potência eólica.
- P2 Planeamento de sistemas de energia eléctrica por modelização estocástica.
- P3 Determinação das estratégias de oferta óptimas para as empresas produtoras de energia eléctrica no mercado de electricidade.
- P4 Desenvolvimento de modelos que contemplem a incerteza e o risco associados às decisões tomadas pelas empresas produtoras do mercado.

As aplicações computacionais para previsão da potência eólica e dos preços da energia eléctrica desenvolvidas têm um cariz estocástico. A incerteza é o factor que tem que ser considerado na tomada de decisão racional, visto que, a ausência da sua consideração pode perturbar expressivamente os proveitos provenientes do aproveitamento do recurso eólico. A maior parte das decisões são tomadas com base em previsões, o que, por si só, origina uma dificuldade acrescida. Mesmo que o problema de decisão não exija previsão, outra condicionante é a insuficiência de informação que representa um acréscimo de dificuldade. Pelo que, é importante fazer uma avaliação do grau de incerteza existente no processo de decisão, i.e., introduzir uma estimativa do risco envolvido. A análise de risco é incorporada na metodologia proposta, limitando a variabilidade do lucro esperado. Consequentemente, a abordagem dos problemas anteriormente referidos constituirá uma contribuição para auxiliar o sector eléctrico a enfrentar as mudanças e os desafios de uma nova era, e a delinear linhas de investigação para a próxima geração de aplicações computacionais de apoio à decisão dos produtores.

## **1.2. Motivação**

Esta tese tem como motivação responder ao impacte das novas exigências a que o sistema electroprodutor está sujeito. Particularmente, incide no âmbito da linha de investigação de suporte às decisões de gestão das empresas que se dedicam à conversão de outras formas de energia não convencionais para a forma de energia eléctrica. Além disso, a tese visa não só uma abordagem das metodologias

correntemente utilizadas e sua apreciação crítica, mas também a incorporação de uma contribuição para a consideração do risco, procurando apresentar soluções viáveis e mais vantajosas para as empresas produtoras de energia eléctrica.

As novas exigências para o sector eléctrico propiciam uma linha de investigação que utiliza não só o conhecimento de interface entre áreas de conhecimento científico já estabelecidas, mas também a criação de conhecimento próprio nestas interfaces adequado ao sector eléctrico e às novas exigências. Novas metodologias híbridas de previsão podem potencialmente relevar níveis superiores de suporte à decisão, permitindo ao produtor de energia eléctrica proceder à exploração do seu parque de recursos com níveis de racionalidade mais favoráveis, colmatando as preocupações relacionadas com a incerteza nos preços de mercado da energia eléctrica e na potência eólica, combinando a incerteza e o risco subjacentes à necessidade de efectivar a gestão racional é possível desenvolver um sistema de suporte à decisão adequado às condições de mercado.

Os preços da energia eléctrica apresentam elevada volatilidade, reflectindo o comportamento dinâmico do próprio mercado. Uma previsão fiável dos preços da energia eléctrica e da potência eólica é importante no âmbito de uma política energética. A previsão da potência eólica tem um papel fundamental para que a gestão desta forma de energia seja feita com sucesso. Um maior rigor nessa previsão proporciona uma melhor gestão do risco. Os resultados da previsão são relevantes nas tarefas de planeamento, que visam o aproveitamento óptimo dos recursos energéticos disponíveis que sejam hídricos quer sejam eólicos.

Esta tese incide sobre problemas de planeamento operacional a curto prazo, que eram tipicamente abordados através de modelos determinísticos, assumindo que a incerteza relacionada com as variáveis de entrada era desprezável, i.e., nos modelos determinísticos eram substituídas as variáveis com carácter aleatório pelos respectivos valores previstos. Embora estes modelos tenham sido úteis para a exploração dos recursos no âmbito de assumido de monopólio natural, perderam alguma da sua utilidade, atendendo às novas exigências decorrentes do mercado de electricidade. A consideração da incerteza associada às variáveis requer que se investigue um modelo estocástico devidamente apropriado ao planeamento operacional a curto prazo, requerendo metodologias de previsão e de optimização para exploração de sistemas hídricos ou eólicos.

Os modelos estocásticos exigem tipicamente maiores recursos computacionais com o aumento do número de variáveis, de restrições e consideração de diversos cenários, que geralmente conduzem a resultados mais favoráveis. Contudo, foi expectável que fosse e foi possível obter um código computacional de compromisso que permita obter resultados em tempo útil e para o qual os benefícios resultantes sejam relevantes, atendendo às novas exigências do sector eléctrico.

A crescente integração da energia eólica na rede eléctrica tem impulsionado a necessidade de redefinir o planeamento operacional, mitigando o nível de variabilidade e incerteza introduzidos por esta forma de energia. A variabilidade e a incerteza desencadeiam uma nova forma de gerir a operação diária a nível da: segurança e fiabilidade do sistema – a aleatoriedade da disponibilidade da potência eólica torna necessária a existência de reservas que façam face às flutuações imprevisíveis da potência eólica; concorrência no mercado de electricidade – o sistema eléctrico é explorado em ambiente de mercado competitivo. A integração da energia eólica no sistema eléctrico leva à necessidade de desenvolver novas metodologias e aplicações computacionais que integrem esta nova forma de produção de energia no sistema eléctrico.

A viabilidade comercial das energias renováveis é um tema relevante, pelo que têm sido desenvolvidos trabalhos sobre este tema. Devido à sua ampla difusão no âmbito dessas energias, esta tese tem incidência quer na energia hídrica quer na energia eólica, a fim de contribuir com aplicações informáticas que permitam responder ao desafio da elaboração de estratégias de oferta no mercado de electricidade e a mitigação da incerteza associada com o lucro esperado. Não foi motivação desta tese 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.

### **1.3. Estado da Arte**

O sector eléctrico tem sofrido evoluções no sentido de introduzir concorrência no sector anteriormente considerado como um monopólio natural. O sector eléctrico evoluiu e evolui para o novo paradigma, mercado concorrencial desregulado, promovendo um ambiente competitivo de equilíbrio entre oferta e procura.

Em ambiente regulado, o planeamento operacional do sistema electroprodutor é caracterizado pela minimização dos custos, satisfazendo assim a procura da energia eléctrica [Ferreira89]. Enquanto em ambiente competitivo, o planeamento operacional do sistema electroprodutor é caracterizado pela maximização do lucro que cada produtor pretende obter [Fosso99], considerando a previsão dos preços da energia eléctrica. O domínio concorrencial imposto no mercado de electricidade exige mudanças não só em termos económico-financeiros, mas também impõe alterações importantes em todos os níveis dos sistemas de energia eléctrica [Conejo01, Ilic98, Kirschen04, Shahidehpour02, Sheble99]. Uma descrição pormenorizada acerca de mercados de electricidade pode ser encontrada em [Conejo01, Kirschen04, Shahidehpour02, Sheble99].

Em [Dahlgren03], são apresentadas as aplicações informáticas para reduzir os riscos associados com a volatilidade nos preços da energia eléctrica. Uma das questões apontadas como centrais consiste em obter uma boa previsão da potência eólica e do preço de mercado da energia eléctrica, constituindo um passo significativo.

As técnicas de computação predominantes na literatura para resolverem problemas de carácter estocástico e previsionais são, por exemplo, a metodologia baseada em séries temporais, nomeadamente, através do método auto-regressivo (AR) proposto por [Fosso99], o método auto-regressivo integrado de média mover (ARIMA) proposto por [Contreras03] e o método de regressão dinâmica proposto por [Conejo05a, Nogales02]. As técnicas de computação mais evoluídas, como, as redes neuronais artificiais (NN), a lógica difusa, *fuzzy*, e as metodologias híbridas [Amjady08, Amjady09b] são uma aposta para fazer uma contribuição no sentido de melhorar o planeamento de sistemas de energia eléctrica.

Em [Fleten08, García-González07], é descrito um modelo estocástico utilizado para otimizar uma exploração de um sistema hidroeléctrico.

### **1.3.1. Previsão dos Preços da Energia Eléctrica**

No âmbito da reestruturação do sector eléctrico, consagrando um mercado competitivo, a previsão dos preços da energia eléctrica representa uma linha de investigação importante para assegurar a sobrevivência dos participantes que actuam no mercado de electricidade [Aggarwal09]. A curto prazo, as empresas produtoras

necessitam de prever os preços da energia eléctrica para determinarem as estratégias de oferta óptimas para submeter no mercado diário e conseqüentemente o seu plano de produção.

Na literatura especializada, várias aplicações para a previsão dos preços da energia eléctrica têm sido propostas, com vista a minimizar os erros inerentes aos resultados da previsão. Em geral, dois tipos de metodologias podem ser utilizadas para a previsão dos preços da energia eléctrica: (1) as séries temporais; (2) a inteligência computacional. No entanto, estas metodologias podem ainda ser classificadas consoante os modelos que utilizam, sendo eles: (1) os modelos estacionários; (2) os modelos não estacionários. Embora os preços da energia eléctrica exibam um comportamento não estacionário, devido à sua múltipla sazonalidade, relacionada com a periodicidade diária, semanal e mensal, alguns autores [García-González07] propuseram modelos estacionários para a série de preços da energia eléctrica.

As primeiras metodologias propostas, para a previsão dos preços da energia eléctrica, correspondem a métodos baseados em séries temporais, como o método AR [Fosso99], a regressão dinâmica [Conejo05a, Nogales02] e o método ARIMA [Contreras03], sendo reportado para este método um tempo de computação de cinco minutos. Em [Rodriguez04], é afirmado que: apesar destes métodos poderem ser mais apropriados no que respeita à obtenção de melhores valores, requerem significativa informação e o tempo de computação é elevado. A aplicação deste tipo de metodologias obriga a que as componentes não estacionárias tenham que ser primeiramente removidas recorrendo à aplicação de técnicas fornecidas pela estatística. Todavia, o procedimento de aplicação de técnicas estatísticas pode eventualmente não ser suficiente, visto que, os preços da energia eléctrica estão sujeitos a alterações de valor nas várias sessões de mercados, relacionadas com alterações nas estratégias dos participantes do mercado. Pelo que, uma alternativa mais adequada para modelizar os preços da energia eléctrica é utilizar modelos não estacionários. Os métodos baseados em séries temporais não estacionárias, tal como, o método *Generalized Autoregressive Conditional Heteroscedasticity* (GARCH) é proposto [Garcia05] com o intuito de melhorar o desempenho dos resultados da previsão face aos resultados obtidos pelos métodos referidos anteriormente.

A maioria dos métodos baseados em séries temporais recorre a procedimentos computacionais lineares, enquanto o perfil dos preços da energia eléctrica tem geralmente um comportamento não linear devido à natureza volátil dos factores

físicos intrínsecos ao mercado de electricidade [Amjady06a]. Pelo que, o comportamento do perfil de preços da energia eléctrica não pode ser razoavelmente descrito recorrendo aos métodos baseados em séries temporais [Amjady06a]. Assim, surgiram linhas de investigação com o objectivo de superar as deficiências dos métodos anteriores, sendo os métodos baseados em inteligência computacional, nomeadamente a prospecção de dados (*data mining*) [Lu05, Zhang03], as redes neuronais artificiais (NN) e a lógica difusa, propostos para prever os preços da energia eléctrica [Hong05, Gonzalez05, Guo04, Zhang05].

Em [Xu03], é proposto um algoritmo de classificação por máquinas de vectores suporte, *Support Vector Machines*, para prever os preços da energia eléctrica a curto prazo. Apesar do algoritmo apresentar uma boa capacidade de previsão para perfis de preços estáveis, a principal dificuldade encontrada advém desta técnica não poder lidar com picos de preços denominados, na literatura anglo-saxónica por *price spikes* [Lu05, Klüppelberg10]. Estes picos de preços ocorrem devido à flutuação extrema da carga, causada por condições climáticas severas, muitas vezes em combinação com cortes na produção ou falhas de transmissão de energia eléctrica [Weron04]. Ainda, podem ocorrer picos devido ao comportamento estratégico de empresas dominantes no mercado [Conejo05].

Em [Lu05, Zhao07], é proposto um método baseado na prospecção de dados para a previsão dos preços da energia eléctrica considerando o problema subjacente aos picos de preços. Este método permite explorar grandes quantidades de dados procurando padrões consistentes, para detectar relacionamentos sistemáticos entre variáveis. Os resultados obtidos demonstraram uma previsão robusta, apesar do ruído presente nos dados de entrada.

Os métodos baseados em NN ou na lógica difusa têm a capacidade de lidar com problemas não lineares, permitindo estabelecer um relacionamento entre as diversas variáveis de entrada nas NN [Shing93, Shoorehdeli09]. Todavia, a selecção adequada dos dados de entrada representa um factor chave para o sucesso destes métodos. Um método para filtrar os dados de entrada das NN consiste em utilizar transformada de Fourier e de Hartley [Nicolaisen00]. A eficiência destes métodos está geralmente dependente do ajuste adequado dos parâmetros da rede, por exemplo, o número de neurónios existentes na camada escondida das NN [Gao00]. Apesar da dependência sobre o ajuste adequado dos parâmetros da rede, estes métodos, comparativamente aos referidos anteriormente, apresentam uma maior flexibilidade e facilidade de

implementação, sendo menos exigentes no que respeita ao tempo de computação, que é reportado como cerca de 3 minutos [Meng09]. Em [Zhang05], é demonstrado que os tradicionais algoritmos de aprendizagem, como, o algoritmo de retropropagação do erro e o algoritmo do gradiente descendente podem não ser suficientemente eficazes para treinar as NN, devido às características não estacionárias da série dos preços. Pelo que, surgiu uma linha de investigação para aplicação das metodologias neuro-difusas.

Em [Catalão07], é construída uma NN multicamada, treinada com o algoritmo de Levenberg-Marquardt, para prever os preços da energia eléctrica no Mercado Eléctrico Espanhol. O trabalho refere qual a arquitectura da rede que mais se adapta ao problema, visto que, a escolha incorrecta da mesma não proporciona que a aplicação de NN para a previsão dos preços da energia eléctrica seja satisfatória. Uma rede de pequena dimensão pode eventualmente não convergir, enquanto uma rede de grande dimensão pode convergir rapidamente, embora não apresente capacidade de generalização.

Por um lado, as NN necessitam de uma quantidade elevada de informação no que respeita ao procedimento de treino da rede, visto que, a série dos preços da energia eléctrica é significativamente variável ao longo do tempo, i.e., é não estacionária. Por outro lado, a lógica difusa, é uma metodologia expedita para lidar com problemas difusos e incertos. No entanto, a lógica difusa depende do conhecimento e da experiência de utilização, sendo difícil obter um resultado de previsão satisfatório, especialmente no caso de a informação ser incompleta ou insuficiente [Gonzalez05]. Assim, metodologias híbridas neuro-difusas foram propostas, procurando corrigir anomalias e conjugar as vantagens das NN com as da lógica difusa [Amjady06, Hong05, Rodriguez04].

Em [Rodriguez04], é comparada uma NN constituída por dois algoritmos de aprendizagem com um método neuro-difuso constituído por funções pertença diferentes. O último método testado apresentou uma melhor precisão na previsão dos preços da energia eléctrica, correspondente ao Mercado Eléctrico de Ontário.

Algumas técnicas de decomposição e filtragem de dados, como, a transformada de *Wavelet* (WT) [Conejo05a, Zhang03] e o Filtro de Kalman [Zhang05] são propostas para converter a série dos preços num conjunto de séries particionadas, gerando séries menos voláteis relativamente à série original.

Em [Zhang03], metodologias híbridas, que combinam as NN com o método ARIMA, são propostas para obter vantagens de cada método quer para a modelização não linear quer para a modelização linear.

Em [Conejo05], é proposta uma metodologia baseada na combinação do método ARIMA com a WT para prever os preços da energia eléctrica para o Mercado Eléctrico Espanhol. Esta metodologia provou ser eficiente, visto que, a WT permite obter uma série, série de aproximação, mais estável e sem *outliers* comparativamente à série de preços original. Assim, foi demonstrado que a combinação dos dois métodos apresentou um melhor desempenho face à utilização única do método ARIMA.

Em [Zhang05], é utilizado o filtro de Kalman para decompor a série de preços e treinar as NN, com o objectivo de prever os preços da energia eléctrica no Mercado Eléctrico de *New England*. Embora o processo de decomposição melhore a precisão da previsão, ficou provado que o mesmo tem alguns inconvenientes, por exemplo, a perda de informação dos dados de entrada associados aos componentes de alta frequência identificados na série. Para ultrapassar este inconveniente, é proposto em [Amjady06] uma metodologia híbrida inteligente (FNN), dotando essa metodologia de um mecanismo que permite não só particionar o vector dos dados de entrada mas também estabelecer uma classificação difusa associada aos valores de entrada. Pela combinação da lógica difusa com um algoritmo de aprendizagem eficiente, é apresentado um método capaz de modelizar o comportamento não-estacionário e de detectar possíveis *outliers* presentes na série de preços. Os resultados para o caso de estudo do Mercado Eléctrico Espanhol mostram que o método proposto oferece previsões com um desempenho aceitável.

Em [Garcia-Martos07], utilizando o método ARIMA, é proposto um método híbrido para a previsão dos preços da energia eléctrica no Mercado Eléctrico Espanhol, onde os preços correspondentes aos dias úteis da semana são obtidos sem consideração dos preços verificados no fim-de-semana.

Em [Lora07], a previsão dos preços da energia eléctrica, para o Mercado Eléctrico Espanhol, é realizada através de uma metodologia baseada no algoritmo do vizinho mais próximo ponderado, *Weighted Nearest Neighbor*, (WNN). Esta metodologia supera as metodologias a *Wavelet-ARIMA* e o GARCH.

Em [Pindoriya08], é proposta uma metodologia que combina as propriedades da WT com a capacidade de aprendizagem generalizada das redes neuronais (AWNN).

Uma das diferenças deste método relativamente ao método proposto em [Conejo05] consiste em aplicar a WT do tipo *Mexican Hat* como função de activação na camada escondida da NN. Este método é aplicado para prever os preços da energia eléctrica a curto prazo no Mercado Eléctrico Espanhol e no *Pennsylvania-New Jersey-Maryland* (PJM). O método apresenta uma taxa de convergência elevada, superando os métodos citados anteriormente, devido às suas propriedades favoráveis para modelizar sinais não estacionários e de alta frequência.

Em [Li07], é proposto que os dados históricos devem ser correlacionados para melhorar o desempenho de previsão a curto prazo. O método utilizado combina o sistema de inferência neuro-difuso (ANFIS) com o método dos mínimos quadrados para prever os preços da energia eléctrica no Mercado Eléctrico de PJM.

Em [Amjady09b], é proposta uma metodologia híbrida inteligente (HIS) para a previsão dos preços da energia eléctrica, composta por uma NN constituída por uma camada de entrada, uma camada escondida, para evitar efeitos indesejáveis das camadas ocultas em cascata, e uma camada de saída. A função de activação correspondente à camada de entrada é a função identidade e para a saída da camada escondida é a tangente hiperbólica. Para melhorar o desempenho da NN são utilizados algoritmos genéticos para explorar o espaço de pesquisa e por conseguinte seleccionar a melhor população. Como critério de paragem do treino das redes neuronais é utilizado um método de validação cruzada, o treino repetitivo e técnicas de armazenamento de dados utilizados para aumentar a capacidade de generalização das NN. A metodologia proposta é avaliada com base em casos de estudo para o Mercado Eléctrico Espanhol e comparada com o ARIMA, *Wavelet*-ARIMA, as redes neuro-difusas e o método GARCH, sendo reportada a obtenção de melhores resultados. No entanto, a ausência de uma técnica que permita não só seleccionar as características mais apropriadas dos dados de entrada fornecidos ao método de previsão, mas também averiguar a correlação entre os mesmos, representa uma lacuna para a previsão dos preços da energia eléctrica.

Em [Amjady09a], é proposto um algoritmo em cascata neuro-evolucionário (CNEA) dotado de um método de selecção de dados de entrada, baseado na técnica de informação mútua. A precisão do método foi amplamente avaliada, visto que, os resultados obtidos foram comparados com o Mercado Eléctrico da PJM e o Mercado Eléctrico Espanhol. O método proposto demonstrou ser eficiente para a previsão dos preços em períodos atípicos relacionados com a ocorrência de jogos de mercado.

### 1.3.2. Previsão da Potência Eólica

A energia eólica tem sofrido um rápido desenvolvimento em países como a Alemanha, a Espanha e Portugal, em que foi atingido um elevado nível de potência eólica instalada na rede eléctrica relativamente às fontes de energia convencionais. As aplicações informáticas dos métodos de previsão são importantes para suporte das decisões que as empresas produtoras de energia eléctrica têm tomar para planear e explorar a interligação do sistema eólico à rede eléctrica.

A energia eólica apresenta um comportamento de intermitência e volatilidade que tem que ser considerado para que esta fonte de energia possa ser convenientemente explorada. Relativamente ao rigor de uma previsão de potência eólica, quanto menor for o horizonte temporal melhor será o teor dos resultados da previsão [Wu07], visto que, as incertezas inerentes têm menor interferência quando o intervalo de previsão não abarca aleatoriedades intempestivas que não são devidamente descritas nos dados históricos. Em [Potter06], é proposto que o horizonte temporal para a previsão da potência eólica seja classificado em:

- C1 Previsão a muito curto prazo – para prever a potência eólica no horizonte temporal subdividido em períodos de alguns minutos até uma hora.
- C2 Previsão a curto prazo – para prever a potência eólica no horizonte temporal subdividido em períodos de algumas horas até alguns dias.

Os métodos de previsão da potência eólica têm que ser investigados, tendo em consideração o horizonte temporal pretendido para o suporte da decisão, visto que, um método de previsão adequado a muito curto prazo pode apresentar uma adequação deficiente a curto prazo e vice-versa. Uma das primeiras tentativas para esclarecer a importância e as vantagens da previsão a curto prazo foi realizada por um grupo do Laboratório *Pacific Northwest* em finais de 1970 cujas conclusões indicam ser suficientemente credíveis para fazer previsões neste domínio [Costa08].

Em [Bailey87, El-Fouly08], é afirmado que as previsões a curto prazo podem ter várias aplicações, no que concerne às previsões diárias. Por exemplo, para o suporte das decisões no mercado *spot*, respectivamente, mercado intradiário ou diário, e para a aplicação na operação de sistema, tendo em consideração o facto de esta operação assegurar um equilíbrio entre a produção e a procura de energia.

Um diagrama de blocos para a previsão de potência, a partir de modelos físicos é apresentado na Figura 1.4, [Kariniotakis04].

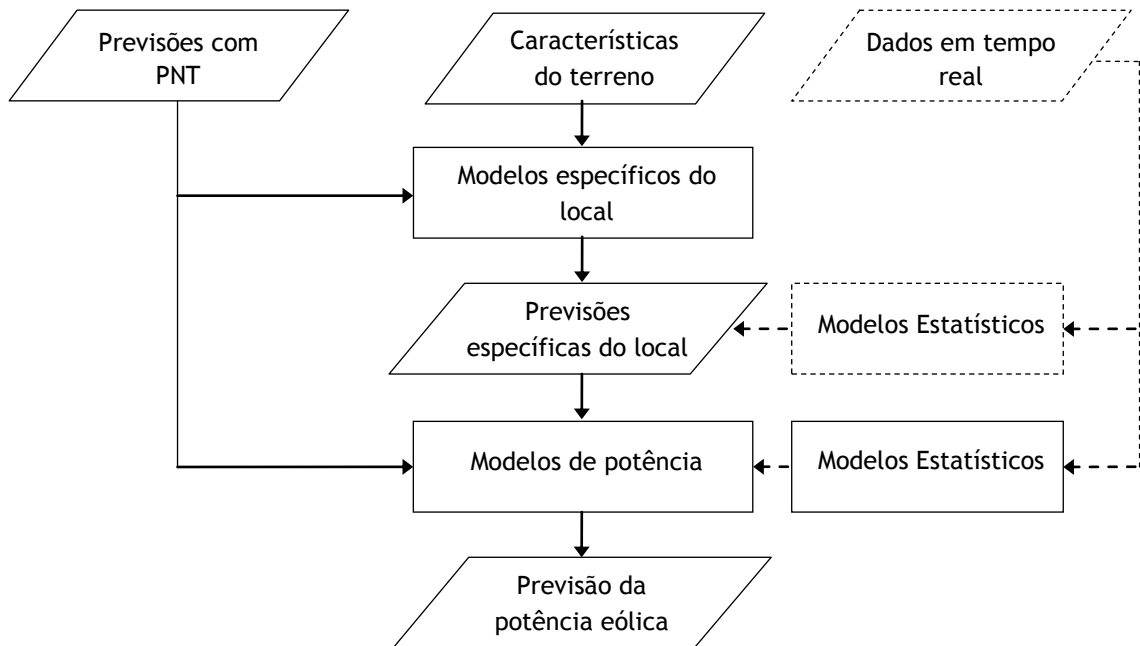


Figura 1.4: Diagrama de blocos para previsão de potência a partir de modelos físicos.

Em [Kariniotakis04], é afirmado que o método de persistência tem provado ser útil para estabelecer uma primeira aproximação para a previsão da potência eólica a curto prazo, pois funciona como uma referência comparativa relativamente aos métodos alternativos.

Em [Monteiro09], é afirmado que os métodos físicos tentam utilizar apenas considerações meteorológicas para atingir as melhores estimativas da velocidade do vento, num local, podendo posteriormente utilizar métodos estatísticos para minimizar os erros remanescentes. Os métodos estatísticos utilizam previsões meteorológicas baseadas em princípios físicos da conservação das massas, do momento, da energia e da equação de estado para o ar.

Em [Ma09], é afirmado que os métodos físicos necessitam de considerações do domínio meteorológico para que se possa atingir uma boa precisão. Para um método físico as variáveis de entrada correspondem a informações físicas e meteorológicas, como, a descrição da orografia, da rugosidade, dos obstáculos, da pressão e da temperatura. Ainda, é afirmado que os métodos estatísticos visam encontrar a relação entre as variáveis exploradas e os dados históricos da potência eólica.

Para um método estatístico os dados históricos do sistema eólico são frequentemente utilizados para fazer a previsão a curto prazo, enquanto os métodos físicos são frequentemente utilizados para fazer previsões a longo prazo.

Os métodos estatísticos convencionais são métodos baseados em séries temporais [El-Fouly08], como, o método AR e o ARIMA [Kavasseri09]. O método de persistência é considerado o mais simples das séries temporais. Este pode superar muitos métodos de previsão para o horizonte temporal de muito curto prazo. Apesar da instabilidade constatada no método de persistência a nível de previsão, este método tem sido amplamente utilizado [Ma09].

Métodos de previsão foram e estão a ser considerados com interesse para suprirem dificuldades e conduzirem à obtenção de boas previsões. Esses métodos envolvem as seguintes linhas de investigação: a prospecção de dados (*data mining*) [Kusiak09], o método baseado em NN [Kariniotakis96, Li01, Mabel09, Ramirez-Rosado09], a lógica difusa [Damousis04, Potter06, Sideratos07], os algoritmos evolucionários [Jursa08], e métodos híbridos [Bessa08a, El-Fouly07, Fan09].

Uma comparação entre os métodos de prospecção de dados (*data mining*), os métodos baseados em NN, os métodos baseados na lógica difusa, os métodos baseados nos algoritmos evolucionários [Jursa08] e os métodos híbridos é de difícil implementação, visto que, cada método assume um comportamento próprio, dada a sua característica constitutiva, bem como a proveniência dos dados de entrada. No entanto, é afirmado que os métodos baseados em técnicas de inteligência artificial superam os métodos baseados em séries temporais para a previsão da potência eólica a curto prazo [Ma09].

No sentido de uma melhor apreciação dos métodos referidos anteriormente, é feita uma exposição sobre esses métodos.

#### A. *Método de previsão numérica do tempo (PNT)*

Os métodos PNT são suportados pelas equações que traduzem as leis físicas que regem o comportamento dinâmico da atmosfera, apresentando uma boa precisão quando utilizados para o horizonte temporal a longo prazo. Os métodos estatísticos têm um melhor desempenho para o horizonte temporal a curto prazo [Li01]. A previsão da potência eólica baseada nos métodos PNT requer a análise de vários factores, como, a descrição da orografia, da rugosidade, dos obstáculos, da pressão,

da velocidade do vento e da temperatura [Ma09]. Para melhorar e combinar a técnica de refinamento de dados, *downscaling*, físicos da rede de previsão numérica do tempo é necessário fazer uma descrição detalhada do espaço envolvido pelo sistema eólico [Kariniotakis04].

A complexidade matemática a que os métodos PNT estão sujeitos implica a utilização de computadores suficientemente rápidos para conseguir obter resultados antes que a previsão deixe de ser útil para o intervalo de tempo desejável. As desvantagens apontadas na literatura para este método são as seguintes [Ackermann05]:

- D1 Métodos complicados, exigindo um esforço computacional excessivo.
- D2 Apresentam erros elevados quando existem mudanças de tempo inesperadas.
- D3 Não são eficazes para fazer previsões no horizonte temporal a curto prazo.

O desempenho dos métodos físicos muitas vezes é satisfatório para o horizonte temporal a longo prazo, mas é desajustado para o horizonte temporal a curto prazo devido à dificuldade na aquisição de informação e tempo de computação excessivo [El-Fouly08, Trancoso05]. A recolha de informação acerca das condições do terreno constitui uma das principais dificuldades na implementação deste tipo de métodos [Wu07]. A excessiva quantidade dos dados de entrada nos métodos PNT, aliada às equações diferenciais que traduzem as leis físicas que regem o comportamento dinâmico da atmosfera, aumentam o tempo de computação [Monteiro09].

## B. Séries temporais

Os métodos baseados em séries temporais, comumente utilizados para fazer previsões são o método AR, o método auto-regressivo de média móvel (ARMA) e o método ARIMA. Estes métodos têm algum sucesso para prever a potência eólica, especialmente para previsões a curto prazo até 6 horas [Kalmal97, Sfetsos00].

Em [Milborrow03], o método de persistência é apresentado como sendo mais eficaz face ao método PNT para previsões a muito curto prazo, i.e., num horizonte temporal de alguns minutos a algumas horas.

Em [Kariniotakis04], é afirmado que o método mais simples utilizado para prever a potência eólica é o método de persistência que considera que o valor previsto para o período futuro é igual ao verificado no presente.

Em [Trancoso05], é afirmado que se a finalidade for o acerto fino do consumo com a produção, com tempos de resposta da capacidade de reserva inferiores a 1 a 3 horas, um método de persistência, baseado exclusivamente em séries temporais poderá ser suficiente. O limite superior da sua aplicabilidade pode ser avaliado pela auto-correlação da produção no sistema eólico.

Em [Potter06], é afirmado que o método de persistência foi desenvolvido por meteorologistas com o intuito de complementar os métodos PNT. Mas a precisão deste método diminui com o aumento do horizonte temporal.

Na previsão, a implementação de um método complexo tem muitas vezes um tempo de computação excessivo, sendo aceitável a sua utilização se superar métodos mais simples. Assim, um método de persistência que pode ser considerado de referência.

### C. *Data mining*

O método *data mining* é composto por um conjunto de aplicações que permitem recolher, de uma base de dados, informações que possibilitam a tomada de decisão de uma forma simples e eficaz, utilizando algoritmos de aprendizagem baseados numa coordenação com as redes neuronais.

Em [Kusiak09], são testados algoritmos baseados em *data mining*, utilizando dados realísticos armazenados pelo sistema de aquisição de dados (SCADA) instalado nos sistemas eólicos. A análise dos algoritmos permitiu concluir que dois apresentam um bom desempenho para prever a potência eólica: a máquina de regressão de vector suporte para horizontes temporais até 1 hora; o algoritmo perceptrão multicamada para horizontes temporais até 4 horas. Uma desvantagem apontada é devida aos algoritmos utilizarem a própria previsão para prever os valores futuros, visto que, com a continuação do procedimento os erros de cada período são acumulados.

### D. *Redes neuronais*

Uma alternativa aos métodos estatísticos são os métodos baseados em NN. As NN são treinadas através de um conjunto de dados históricos, utilizando algoritmos específicos de aprendizagem, como, o algoritmo de retropropagação do erro. Os métodos baseados em NN são na maioria das vezes utilizados para fazer previsões a curto prazo [Bathurst02]. A vantagem destes métodos advém da sua facilidade de implementação, sendo capazes de fornecer a previsão com a devida antecedência.

Em [Sfetsos00], é estabelecida uma comparação de diferentes métodos estatísticos, nomeadamente, o método de persistência, ARIMA e os métodos baseados em NN. O método que teve um melhor comportamento foi o método baseado em NN, apresentando uma melhoria de 20% a 40% em média quando comparado com o método de persistência. Noutro trabalho de [Sfetsos02] são utilizados dois métodos baseados em NN para prever a velocidade do vento para um horizonte temporal de uma hora. O primeiro método utiliza o último valor conhecido da velocidade do vento de hora em hora, sendo os resultados 3% melhores do que aqueles registados para o método de persistência. O segundo método utiliza, como entrada, os dados referentes à velocidade do vento e utiliza os valores de saída obtidos iterativamente pelas NN. A melhoria do método é de 10% relativamente ao método de persistência.

Em [Flores05], é proposto um algoritmo para prever a velocidade do vento e a potência eólica. O método baseado em NN implementado é suportado pelo algoritmo da retropropagação do erro. A conclusão foi que estes métodos podem ajudar as empresas produtoras a obter melhores benefícios económicos.

Em [Cadenas09], são testadas quatro configurações de NN para a previsão horária da velocidade do vento. O método baseado em NN com melhor desempenho é constituído por duas camadas e três neurónios.

Em [Mabel09], é proposto o uso dos métodos baseados em NN para fazer a previsão da potência eólica. O uso desta aplicação pode ter duas finalidades: estimar a potência eólica durante um determinado período e avaliar o local mais apropriado para implementar um sistema eólico. Os dados de entrada apresentados ao NN provêm de três tipos de variáveis, nomeadamente, a velocidade do vento, a humidade relativa e a potência eólica registada para cada hora durante um mês. A arquitectura da NN mais adequada foi obtida por tentativa e erro, sendo a rede com melhor desempenho constituída por 3 neurónios na camada de entrada, 5 neurónios da camada escondida e 1 neurónio da camada de saída.

### *E. Lógica difusa*

A previsão da potência eólica associada a métodos baseados na lógica difusa permite o uso de premissas para avaliar o grau de imprecisão de um acontecimento. O sistema de inferência neuro-difuso adaptativo (ANFIS) é um método que combina a lógica difusa com os métodos baseados em NN, representando uma aplicação computacional atractiva. Estes métodos requerem um conjunto de dados históricos

para estimar os seus parâmetros e por sua vez treinar a rede. Assim, o uso destes métodos tem provado ser eficaz para a previsão da potência eólica para o horizonte a curto prazo [El-Fouley08].

Em [Damousis04], é proposto um método baseado em lógica difusa para prever a velocidade do vento e a potência eólica. As variáveis difusas subjacentes a este método são a velocidade e a direcção do vento. O método baseado em lógica difusa implementado é treinado utilizando algoritmos genéticos. O método apresenta um bom desempenho quando é aplicado a situações reais em que o sistema eólico está situado sobre um terreno plano, caso contrário, terreno acidentado, o desempenho obtido foi menos favorável e a correlação dos dados é particularmente baixa. Em qualquer caso é reportado que o uso dos dados locais permite previsões de 10% a 25% melhores comparativamente ao método de persistência.

#### *F. Algoritmos de programação evolucionária*

Em [Jursa08], é proposto um método que recorre a algoritmos de programação evolucionária para prever a potência eólica para o horizonte temporal a curto prazo. Este método utiliza dados meteorológicos e dados históricos da potência eólica, resultando uma redução do erro da previsão em detrimento do erro atingido pelos métodos baseados em NN.

#### *G. Métodos híbridos*

Em [Karinioakis04], são estudadas diversas combinações de vários métodos de previsão, tendo como objectivo aproveitar as vantagens de cada método e obter no final, melhores desempenhos de previsão para os horizontes temporais desejados. Este autor conclui dos estudos efectuados sobre os vários métodos de previsão que as combinações mais proveitosas no que diz respeito ao aproveitamento das vantagens de cada método são do tipo:

- T1 Combinações das aproximações físicas e estatísticas.
- T2 Combinação de métodos a curto prazo, até 6 horas, e médio, até 48 horas.
- T3 Combinação de métodos estatísticos alternativos.

Em [Potter06, Sideratos07], é proposta uma combinação dos métodos baseados em lógica difusa com os métodos baseados em NN, tendo obtido resultados

satisfatórios, que motivaram quer o uso quer a investigação desta proposta. O trabalho desenvolvido em [Potter06] para a previsão da potência eólica para um horizonte temporal de 2,5 minutos é testado para um caso de estudo na Tasmânia, Austrália, sendo concluído que o método ANFIS deu origem a resultados com um valor médio absoluto em percentagem inferior a 4,00%. Um método de persistência foi desenvolvido utilizando os mesmos dados para proceder a uma comparação. Este método apresenta um erro absoluto médio em percentagem de aproximadamente 30,00%. O método ANFIS desenvolvido apresenta flexibilidade e é capaz de tratar convenientemente padrões de dados com flutuações rápidas, implicando uma boa adaptação para previsões a muito curto prazo. O método permite uma aplicação que pode facilmente adaptada a diferentes localizações.

Em [Kariniotakis06, Monteiro09], são apresentados alguns métodos de previsão utilizados a curto prazo e as aplicações computacionais desenvolvidas. As aplicações de previsão e os respectivos métodos são apresentados na Tabela 1.2.

Tabela 1.2: Métodos de previsão a curto prazo

Aplicações de previsão	Método
Prediktor	Físicos
WPPT	Estatísticos
Previento	Físicos
AWPPS (More-Care)	Estatísticos, difusos e redes neuronais
RAL (More-Care)	Estatísticos
Sipreólico	Estatísticos
AWPT	Estatísticos e redes neuronais

Em [Fan09], é proposto um método de previsão com base nas informações meteorológicas previstas pelo método PNT. O método proposto é formado por uma rede híbrida constituída por duas fases. Na primeira fase, um classificador dinâmico baseado em redes *Bayesianas* é utilizado para agrupar o conjunto de dados de entrada em vários subconjuntos, com propriedades dinâmicas semelhantes, sendo utilizada a aprendizagem não supervisionada. Na segunda fase, uma máquina de suporte vectorial para regressão é utilizada para ajustar os dados de cada subconjunto de uma forma controlada. Este método quando comparado com o método de persistência, demonstrou ser eficaz para previsão da potência eólica.

### 1.3.3. Optimização da Exploração de um Sistema Hidroeléctrico

Os modelos de exploração tradicionais baseados num mercado monopolístico e centralizado, cujo objectivo era encontrar os níveis de produção de cada unidade geradora de modo a satisfazer a procura com um custo mínimo [Yan93], estão a ser substituídos por outros modelos mais sofisticados baseados num conceito de mercado desregulado e competitivo, que no caso de uma empresa produtora, o objectivo consiste em maximizar o lucro aquando da sua intervenção no mercado de electricidade [Conejo02a, Fleten08, Fosso99]. O mercado desregulado e competitivo baseado na bolsa de energia tem sofrido uma expansão significativa na América do Sul [Hammons02] e em países como a Espanha [González99], a Noruega [Fosso99] e *New England* [Cheung00].

As empresas produtoras têm que encarar os seus investimentos com maior racionalidade económica para fazer face à concorrência no contexto da reestruturação do sector eléctrico, visando o bom aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis para a produção de energia eléctrica [Catalão07].

A resolução de problemas referentes à optimização da exploração de sistemas hidroeléctricos tem atingido um progresso considerável no desenvolvimento de algoritmos suportados por técnicas de modelização mais sofisticadas [Chahar09].

Em ambiente competitivo, a optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico com configuração hidráulica em cascata a curto prazo, tem abrangido essencialmente três problemas:

- P1 A afectação de unidades hídricas, determinando quando ligar ou desligar cada unidade hídrica e qual o seu nível de produção [Borghetti08, Guan99].
- P2 O despacho económico das unidades de geração hidroeléctricas, determinando o nível de produção em cada unidade hídrica de forma optimizada, considerando a eficiência técnica das unidades [Arce02].
- P3 A determinação das ofertas óptimas de energia eléctrica, determinando qual a produção a submeter ao mercado diário [García-González06, Li07].

Nas centrais hidroeléctricas de fio de água, com pequena capacidade de armazenamento, é verificado que estas são caracterizadas pela eficiência de

operação ser dependente da variação da altura de queda. Pelo que, para a modelização dessas centrais é essencial incluir o efeito de queda no problema de optimização da exploração de curto prazo.

Uma das primeiras metodologias aplicadas para resolver o problema de optimização da exploração de curto prazo de um sistema hidroeléctrico foi a programação dinâmica (PD). A PD permite reduzir consideravelmente o espaço de pesquisa, ao evitar repetições de cálculos que ocorrem na enumeração total de soluções. Além disso, uma das vantagens que a PD exhibe é poder lidar com as características não lineares do problema. No entanto, foi impraticável aplicar a PD directamente aos sistemas hidroeléctricos com configuração hidráulica em cascata e com vários reservatórios, devido à conhecida maldição da dimensionalidade, *curse of dimensionality* na literatura anglo-saxónica, que ocorre pelo elevado número de estados obtidos na discretização dos volumes de água armazenado nos reservatórios, o que inviabiliza o seu uso devido ao excesso de recursos computacionais necessários. À medida que a dimensão do problema aumenta, os recursos computacionais, quer ao nível do tempo de execução quer ao nível da capacidade de memória, crescem exponencialmente [Sousa07].

A estratégia de decomposição de *Benders* proposta em [Benders62] é apropriada quando o problema contém um elevado número de variáveis inteiras, i.e., aquelas cuja presença aumenta a complexidade significativa do problema, inibindo a convergência para a solução óptima. Esta inibição consegue ser ultrapassada com a partição do problema original de modo a que seja subdividido em subproblemas.

As técnicas baseadas em inteligência artificial foram aplicadas ao problema de optimização da exploração de curto prazo de um sistema hidroeléctrico, por exemplo, os métodos baseados em algoritmos genéticos [Leite02], os métodos baseados em NN [Naresh02] e os métodos baseados na optimização por enxame de partículas (PSO) [Amjady10, Wu08]. No entanto, a principal desvantagem destes métodos resulta do facto da optimalidade não poder ser garantida ou não existir nenhuma indicação sobre uma medida que garanta que a solução corrente está suficientemente próxima da solução óptima. Estas metodologias podem ser utilizadas, por exemplo: para obter um ponto de partida para outros métodos, em que exista possibilidade de determinar uma medida que permita terminar o método por critério de convergência; para resolver problemas que devido ao elevado número de variáveis e complexidade têm solução satisfatória pelos métodos de optimização tradicionais.

Em alternativa à PD, a programação linear (PL) em rede [Hreinsson88] foi proposta para resolver o problema de optimização da exploração de curto prazo de um sistema hidroeléctrico, visto que, uma cascata hídrica tem uma estrutura que pode ser matematicamente modelizada por uma rede de fluxos. Além disso, a PL em rede acomoda facilmente várias restrições, como, o balanço da água para cada reservatório, os limites mínimos e máximos do volume de água nos reservatórios e o tempo de trânsito hídrico [Brännlund86, Guan99]. Esta metodologia proporciona códigos eficientes e robustos, comercializados e facilmente postos à disposição dos utilizadores. Contudo, a PL em rede apresenta a desvantagem de não só não considerar correctamente as curvas de desempenho de potência entregue versus caudal de água turbinado para as centrais hidroeléctricas, tipicamente curvas não lineares e não convexas [Ferrer04, Siu01, Wang04], mas também não considerar descargas de água em zonas proibidas de funcionamento.

Em [Oliveira05], é utilizada a PL em rede para resolver o problema de curto prazo para o sistema hidroeléctrico do Brasil, sendo utilizado o método do ponto interior na optimização e indicado como vantagens da PL em rede o facto da estrutura de cascatas hídricas ser bem descrita por uma rede de fluxos.

A programação linear inteira mista (PLIM) tem sido frequentemente utilizada para resolver o problema de optimização da exploração de curto prazo de um sistema hidroeléctrico, [Borghetti08, Conejo02a, Fleten08], sendo as variáveis inteiras utilizadas para modelizar os custos de arranque, que são principalmente imputados aos custos que derivam da necessidade de proceder à manutenção dos equipamentos e por perdas de caudal de água imputadas a funcionamentos que não correspondem ao aproveitamento das potencialidades desse caudal [Conejo02a]. Também, as variáveis binárias são utilizadas para modelizar as funções que determinam as curvas de desempenho de potência entregue versus caudal de água turbinado para diferentes alturas de queda [Borghetti08, Conejo02a, García-González01].

Em [Wang04], é utilizada uma função quadrática para cada altura de queda, associada ao volume de água contido nos reservatórios, a fim de representar a relação entre potência entregue em função do caudal de água turbinado.

Em [García-González07], é proposta uma metodologia baseada em PLIM que para além de incluir o efeito de queda na formulação do problema de optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico considera também incerteza do mercado de

electricidade a fim de proteger a empresa produtora de energia eléctrica contra a variabilidade do lucro. O problema é resolvido utilizando uma implementação de um processo iterativo. Em cada iteração, a queda é considerada constante, existindo uma actualização após a computação do resultado proveniente da iteração. No entanto, a principal desvantagem é a necessidade de garantir a convergência do processo iterativo, através da definição de um parâmetro de relaxação. Em [Pérez-Díaz10], é afirmado que a metodologia PLIM proposta por [García-González07] origina ineficácia quando considerado o efeito de queda, visto que, a convergência para o óptimo nem sempre é atingida, sendo que em alguns casos, o método converge para soluções que apresentam lucros inferiores aos obtidos em iterações anteriores.

Em [Catalao09a], é apresentada uma comparação entre a PL e a PNL para a solução do problema da exploração de um sistema hidroeléctrico, considerando a altura de queda variável, concluindo que a PNL permite um aumento no lucro relativamente à PL, mantendo um tempo de computação aceitável. Neste modelo não linear não é possível evitar descargas de água em zonas proibidas de funcionamento.

Em [Dias11], é proposta uma metodologia baseada na programação não linear inteira mista (PNLIM) com o fim de obter uma representação mais aproximada e fidedigna da realidade. Ainda, o problema é considerado determinístico ignorando as incertezas do mercado de electricidade.

Em [Baslis10, Baslis11], é proposta uma metodologia baseada em PLIM para resolver o problema de optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico para uma empresa dominante no mercado, utilizando curvas de demanda residual. Neste trabalho, a potência entregue apenas é considerada uma função linearmente dependente do caudal de água turbinado, ignorando a variação da altura de queda.

Os preços da energia eléctrica definidos no mercado diário são voláteis, difíceis de prever e sujeitos à incerteza dos dados, devido às condições de imprevisibilidade que o mercado experimenta. Assim, a volatilidade dos preços ao longo do dia tem uma influência notável sobre os lucros dos sistemas hidroeléctricos [Ladurantaye09]. Uma vez que a maioria dos sistemas hidroeléctricos são avessos ao risco [Fleten08], é necessário adoptar medidas para gerir o risco no problema de optimização da exploração de curto prazo de um sistema hidroeléctrico, de modo a atingir uma distribuição de lucros com maior uniformidade face aos cenários de preços da energia eléctrica considerados [Jabr05].

A concepção de metodologias direccionadas para a gestão do risco são importantes para auxiliar os participantes do mercado para a determinação das estratégias de oferta óptimas a submeter no mercado de diário. Estas estratégias são condicionadas pelas diversas incertezas que conduzem a que haja risco na tomada de decisão.

As metodologias determinísticas descritas anteriormente, para a resolução do problema da exploração de um sistema hidroeléctrico, perdem interesse: não permitem considerar as incertezas presentes no mercado de electricidade. Caso seja necessário modelizar as incertezas é indispensável recorrer às metodologias baseadas em programação estocástica que constituem tema de investigação desta tese.

#### **1.3.4. Optimização da Exploração de um Sistema Eólico**

As políticas de incentivo à utilização de FERs têm vindo a repercutir resultados positivos no que se refere à ampliação da diversificação da matriz energética, sendo de destacar a energia eólica [Bishop10]. Face ao importante contributo que se esperava atingir com a integração da energia eólica na rede eléctrica, vários países promoveram a construção de sistemas eólicos, criando incentivos e apoios regulamentares concedidos pelas entidades governamentais. Os principais mecanismos de incentivo utilizados para promover as energias renováveis são: as tarifas *feed-in*, os certificados verdes, os incentivos fiscais e os créditos [Barroso10, Butler08, Del Rio07, Ragwitz07]. A aplicação dos mecanismos de incentivo contribuiu para viabilizar a integração da energia eólica, tendo sido verificado um aumento significativo desta fonte de energia. Em consequência deste aumento significativo, emergiram novas preocupações que envolvem não só a incerteza na previsão da potência eólica, mas também o problema de optimização da exploração dos sistemas eólicos [Boqiang09]. Assim, a incerteza da potência eólica tem como consequência que o produtor não possa elaborar ofertas de forma determinística, dificultando a participação competitiva das empresas produtoras de energia eólica no mercado de electricidade [Fabbri05, Spencer02]. Pelo que, é necessário regulamentar a participação destas empresas para que haja viabilização da sua inserção no mercado. Ainda, em consequência da incerteza da potência eólica é necessário desenvolver metodologias dedicadas à gestão da energia eólica. Estas metodologias têm vindo a ser estudadas no sentido de optimizar a exploração dos aproveitamentos de recursos eólicos, tendo em consideração que são necessários

suportes à decisão para que as empresas possam dispor de condições de modo a harmonizar a sua entrada na rede eléctrica [MIBEL11].

Em [Bathurst02], é adoptada a estratégia de fazer ofertas de energia, tendo em consideração os cenários de potência eólica gerados por métodos estatísticos, enquanto os preços de desequilíbrio são assumidos como sendo determinísticos.

Em [Wallace03], para considerar a incerteza dos dados são formulados problemas de optimização baseados em programação estocástica.

Em [Smith04], é estudado o efeito que os erros obtidos na previsão da potência eólica causam nos custos de corrigir o plano de produção. Deste estudo resulta que esses custos tendem a aumentar com o aumento na imprecisão da previsão.

Em [Castronuovo04, Leonhar04, Roberts05, Schainker04], é afirmado que a forma de aproveitar o excesso de produção de energia eólica consiste em armazenar esta procedendo à sua conversão para outras formas de energia. Este armazenamento só é viável em grandes quantidades se forem utilizados sistemas de bombagem. Em [Castronuovo04], metodologias determinísticas independentes são realizadas para diferentes cenários obtidos através da simulação de Monte Carlo com o objectivo de proceder à optimização da exploração dos sistemas hidroeléctricos com bombagem.

Em [Ackermann05, Albadi10], são apresentados os dois principais factores que condicionam a integração da energia eólica na rede eléctrica, sendo eles: (1) o nível de produção de energia eólica e (2) a flexibilidade do sistema eléctrico. Um sistema eléctrico flexível tem a capacidade de aceitar o comportamento associado com os aproveitamentos da energia eólica, conseguindo atenuar as variações de energia injectadas na rede eléctrica e assegurar o equilíbrio energético.

Em [Fabbri05], é desenvolvida uma metodologia probabilística para determinar os custos de penalização por desvio. Neste trabalho é utilizada uma função densidade de probabilidade para modelizar os erros obtidos pela previsão da potência eólica, constatando que esses custos podem ser reduzidos se o horizonte temporal da previsão também for reduzido.

Em consequência, surge a necessidade de reduzir a ocorrência dos desvios entre a energia oferecida no mercado diário para um determinado período futuro e a energia produzida pelo sistema eólico durante o respectivo período [Vandezande10], tendo

sido provado [Singh08] que a ocorrência dos desvios provoca perdas nos lucros das empresas produtoras de energia eólica, visto que, o incumprimento da oferta feita no mercado por defeito é penalizado com custos acrescidos. Em mercados de electricidade dos continentes americanos e europeu é obrigatório que as empresas produtoras de energia eólica cumpram os planos de produção, sendo penalizadas caso haja a ocorrência de desvios [Abbad10, Brunetto07, Porter10], sendo o desvio por excesso remunerado a um preço inferior ou igual ao preço do mercado diário.

Em [Angarita07, Holttinen05], são avaliadas as perdas económicas causadas pelos custos de penalização por desvio de um único sistema eólico que participa no mercado diário. Os resultados mostram que as perdas económicas correspondem a cerca de 10% do lucro máximo, i.e., o lucro que o sistema eólico deveria obter se as previsões fossem perfeitas.

Em [DeCarolis06, Hirst04, Krämer04, Lund05], é afirmado que para fazer face aos efeitos da integração da energia eólica são utilizadas metodologias determinísticas. A aplicação de metodologias determinísticas para a resolução do problema de optimização da exploração dos sistemas hidroeléctricos com bombagem, em complementaridade com os sistemas eólicos, apenas demonstra ser apropriada quando se dispõem de informação perfeita sobre a potência eólica e os preços de mercado da energia eléctrica.

Em ambiente de mercado competitivo, as empresas produtoras de energia eólica têm de tomar decisões que envolvem a incerteza dos dados, de modo a determinar com o melhor rigor possível as ofertas óptimas a submeter no mercado diário, evitando perdas de lucro por incumprimento. As metodologias determinísticas deixam de poder ser utilizadas, visto que, não se coadunam com a realidade face às transformações ocorridas no sector eléctrico [Meibom07].

Em [Matevosyan06], é afirmado que quando se negocia a energia eólica no mercado diário, a curto prazo, os participantes do mercado podem optar pelas seguintes estratégias: (1) confiar no rigor dos resultados obtidos pelos métodos de previsão da potência eólica e, por conseguinte, submeter as ofertas no mercado diário sem outra consideração, i.e., não antevendo incumprimento aquando da realização física da transacção energética; ou (2) oferecer a quantidade de energia obtida através da resolução de um problema de optimização que melhora as decisões de exploração no que respeita à consideração dos desvios, considerando um conjunto de cenários da

potência eólica e dos preços de desequilíbrio. Ainda, para considerar de forma adequada a incerteza da potência eólica é descrita como sendo favorável o recurso a uma metodologia de optimização estocástica, baseada em PNLIM, cujo objectivo é maximizar o lucro, tendo em consideração os custos de penalização por desvio de uma empresa produtora. Os resultados mostram que, utilizando a estratégia (2) indicada anteriormente, os lucros obtidos são mais elevados relativamente à estratégia em que a empresa produtora se baseia nos resultados da previsão da potência eólica para submeter as ofertas no mercado.

Em [Methaprayoon07, Ummels07, Xie11], são estudadas e analisadas as alterações provocadas pela integração dos aproveitamentos de energia eólica num sistema electroprodutor, considerando o seu comportamento intermitente, o impacte técnico e financeiro que causa no sistema eléctrico.

Em [Pinson07], é feita a opção pela utilização de métodos probabilísticos com o intuito de prever a potência eólica para posteriormente proceder à determinação das estratégias de oferta óptimas. Ainda, em [Pinson07], é simulado o mercado de electricidade Holandês de modo a comparar o desempenho das previsões obtidas através de métodos estatísticos com as previsões que foram obtidas por simulação através de métodos probabilísticos.

Em [Usaola07, Usaola09], são descritas as normas regulamentares em vigor no mercado de electricidade Espanhol, que regem o funcionamento das empresas produtoras de energia eólica. De acordo com as normas deste mercado são comparadas as perdas de lucro para diferentes níveis de penalização por desvio.

Em [Xue08], é formulado um problema de PLIM com objectivo de maximizar o lucro de uma empresa produtora de energia eólica, tendo em consideração os seus custos de penalização por desvio. Este problema é convertido e resolvido utilizando técnicas de optimização difusa, sendo a função objectivo transformada numa função pertencente ao domínio difuso, definida como função pertença.

Em [Bourry09], é proposto reduzir os custos de penalização por desvio, utilizando a aplicação do conceito de central eléctrica virtual, tendo este conceito como objectivo a integração das fontes de energia na rede eléctrica de forma a operar diferentes centrais a fim de se obter o máximo benefício para central eléctrica virtual. A energia produzida pelas centrais é integrada e armazenada conjuntamente, para compensar as deficiências pontuais da produção eólica e evitar situações que

possam por em causa a estabilidade da rede. No entanto, a capacidade de armazenamento da energia ainda não apresenta uma viabilidade económica que permita a sua disponibilização generalizada. Pelo que, os sistemas eólicos têm que proceder a ofertas quer no mercado diário quer no mercado intradiário de forma a escoar convenientemente a sua produção.

Em [Porter10], são desenvolvidos métodos para fazer a previsão da potência eólica de modo a reduzir a exposição das empresas produtoras de energia eólica aos custos de penalização por desvio.

Em [Liang11], em consequência do ISO ser obrigado a injectar na rede eléctrica toda a energia eólica produzida, é identificado o risco de incumprimento das ofertas realizadas no mercado diário, devido ao comportamento intermitente do recurso eólico. Pelo que, existe necessidade de proceder à gestão conveniente dos desvios.

Em [Touhy11], é estudado e analisado o efeito que a natureza estocástica da energia eólica provoca na afectação de unidades e no plano de produção de energia. Para resolver este problema é feita uma comparação entre uma metodologia determinística e uma metodologia estocástica. Os resultados mostram que os custos da integração da energia eólica pagos pelas empresas produtoras e provocados pelos desvios entre as ofertas de energia no mercado e o concretizado fisicamente no respectivo período de produção são inferiores em cerca de 0,25% se as decisões forem tomadas com recurso à programação estocástica.

Em [Botterud11], é afirmado que a gestão do risco financeiro é uma aplicação importante para encontrar o melhor equilíbrio entre o lucro esperado e o risco.

Em [Al-Awami11], é proposta uma metodologia estocástica, baseada em PLIM, para controlar a variabilidade do lucro esperado de modo a mitigar os efeitos do risco associados às incertezas na determinação das ofertas, visto que, a comercialização da energia eólica a curto prazo tem elevados riscos económicos, devido à incerteza da potência eólica e dos preços de mercado da energia eléctrica.

Embora as metodologias apresentadas tenham como objectivo reduzir os efeitos desfavoráveis dos custos de penalização por desvio, considerando a incerteza da potência eólica e do preço da energia eléctrica não existe consideração da sensibilidade que a empresa produtora possa ter no que respeita ao risco. Esta consideração de risco é uma nova contribuição realizada no âmbito desta tese.

## 1.4. Organização do Texto

O texto da tese está organizado em seis capítulos. O Capítulo 2 é destinado à optimização em contexto de reestruturação. O Capítulo 3 é destinado à metodologia de previsão da potência eólica e dos preços da energia eléctrica. O Capítulo 4 e o Capítulo 5 são destinados, respectivamente, à optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico e de um sistema eólico. O Capítulo 6 conclui a tese. Seguidamente é apresentada uma descrição detalhada do conteúdo de cada capítulo.

No Capítulo 2 é feita uma análise ao mercado de electricidade, particularizando esta análise à reestruturação do sector eléctrico na Península Ibérica. A optimização da exploração de curto prazo de um sistema electroprodutor é abordada no contexto actual de reestruturação do sector eléctrico, utilizando uma metodologia baseada em programação estocástica.

No Capítulo 3 é apresentada uma metodologia híbrida baseada na combinação da WT, do PSO e do ANFIS, desenvolvida para a previsão da potência eólica e dos preços da energia eléctrica. São apresentados os resultados numéricos e as conclusões obtidas sobre a previsão da potência eólica e dos preços da energia eléctrica comparativamente com os resultados provenientes de outras metodologias publicados em diversas comunicações científicas.

No Capítulo 4 é descrito o problema de optimização da exploração de curto prazo de um sistema hidroeléctrico. Uma metodologia baseada em programação estocástica é proposta para a resolução deste problema considerando o efeito de queda, a incerteza e o risco a fim de desenvolver as estratégias de oferta óptimas, em ambiente de mercado competitivo. São apresentados os resultados numéricos e as conclusões obtidas sobre o desempenho da metodologia proposta.

No Capítulo 5 é descrito o problema de optimização da exploração de curto prazo de um sistema eólico. Uma metodologia baseada em programação estocástica é proposta para a resolução deste problema considerando os custos de penalização por desvio, a incerteza e risco a fim de desenvolver as estratégias de oferta óptimas, em ambiente de mercado competitivo. São apresentados os resultados numéricos e as conclusões obtidas sobre o desempenho da metodologia proposta.

No Capítulo 6 são apresentadas as contribuições desta tese sobre o tema da optimização da exploração de curto prazo de sistemas electroprodutores hídricos ou eólicos. Ainda, são indicadas as publicações científicas que resultaram: um capítulo de livro; dezoito publicações científicas em revistas internacionais; dezassete comunicações científicas em actas de conferências. Estas publicações científicas foram realizadas no contexto de divulgação e validação do trabalho de investigação realizado. Finalmente, são indicadas direcções para futuros desenvolvimentos.

Em Referências Bibliográficas são apresentadas as referências que foram requeridas e inseridas no texto da tese.

## **1.5. Notação**

Em cada um dos capítulos desta tese 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 [ ]. A notação está estruturada em siglas que derivam de síntese de nome provenientes da divulgação em textos em língua portuguesa com grande aceitação ao nível das comunicações técnico-científicas ou retiradas de textos anglo-saxónicos cujas siglas não foram ainda convenientemente convertidas para a língua portuguesa. Esta tese foi escrita de acordo com a ortografia clássica da língua portuguesa.

## Capítulo 2

### Optimização em Contexto de Reestruturação

Neste capítulo é feita uma análise ao mercado de electricidade, particularizando esta análise à reestruturação do sector eléctrico na Península Ibérica. A optimização da exploração de curto prazo de um sistema electroprodutor é abordada no contexto actual de reestruturação do sector eléctrico, utilizando uma metodologia baseada em programação estocástica.

#### 2.1. Introdução

A reestruturação do sector eléctrico originou a conversão do que era então considerado como tendo o custo global de funcionamento subaditivo, i.e., um monopólio natural, num novo paradigma de mercado concorrencial, possibilitando uma liberdade de escolha do fornecedor de energia eléctrica por parte dos consumidores. O processo de liberalização foi generalizado, abrangendo actualmente um número significativo de nações, gerando mudanças no contexto económico, visto que, as medidas conservadoras preservadas ao longo da vigência do paradigma anterior, monopólio natural, foram postas em causa e tiveram que ser abandonadas ou adaptadas face ao novo paradigma vigente.

A liberalização do sector teve como pressuposto aumentar a competitividade e baixar os preços da energia eléctrica. Em ambiente competitivo, o preço da energia eléctrica deixa de ser fixado por métodos próprios da regulação tarifária e passa a ser estabelecido por mecanismos de mercado. A liberalização e a concorrência são factores que permitem atingir esses pressupostos. Portanto, era conjecturado que o mercado competitivo fosse apropriado para fornecer energia eléctrica aos consumidores com uma fiabilidade adequada e a um menor custo.

O novo paradigma competitivo oferece duas possibilidades de transaccionar a energia eléctrica, sendo: (i) os contratos bilaterais, que são contratos livremente estabelecidos entre produtores e consumidores com condições definidas, como, a duração, a quantidade e o preço da energia eléctrica; e (ii) o mercado *pool*,

que é um mercado de electricidade organizado de acordo com o funcionamento de uma bolsa e que realiza a articulação entre as ofertas de compra e de venda, determinando as quantidades a produzir e o preço de mercado da energia eléctrica.

A estrutura do mercado de electricidade é apresentada na Figura 2.1.

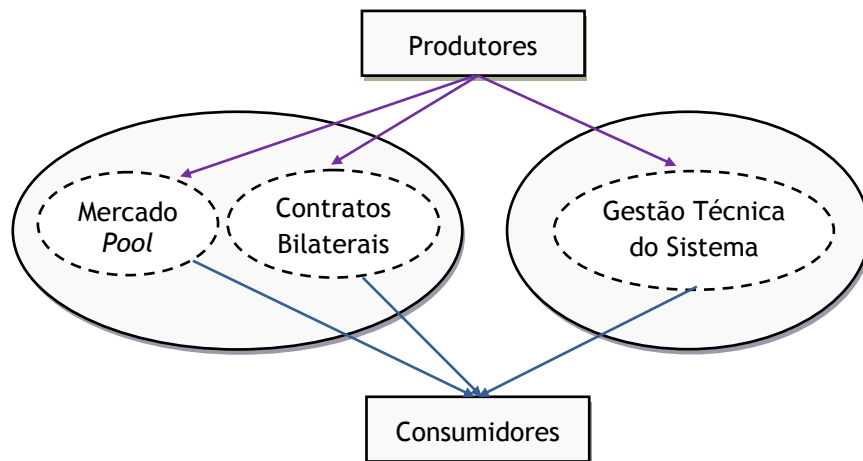


Figura 2.1: Estrutura do mercado de electricidade.

Mais especificamente, o mercado *pool* é um espaço onde os participantes do mercado procedem às transacções de energia. Este mercado pode ser organizado em três sessões distintas, cada uma com uma actividade de actuação peculiar:

- M1 Mercado diário – é um espaço onde as transacções de energia ocorrem um dia antes do momento em que ocorre a entrega física da energia transaccionada. No entanto, as ofertas têm que ser enviadas antes da abertura do mercado diário, por exemplo, em [Usaola07] são indicadas treze horas antes da abertura. Pelo que, as previsões de suporte à tomada de decisões têm que ser obtidas com um horizonte de antecedência entre treze a trinta e seis horas.
- M2 Mercado intradiário ou de ajustes – é um espaço complementar ao mercado diário, onde se transacciona energia eléctrica para ajustar as quantidades transaccionadas no mercado diário. Este mercado pode ter várias sessões durante um dia. No seguimento do exemplo anterior [Usaola07], e caso haja seis sessões de abertura, as previsões de suporte à tomada de decisões têm que ser obtidas com um horizonte de antecedência entre três a seis horas. Pelo que, a actualização das previsões é realizada dez a trinta horas depois das previsões para suporte das decisões a tomar no mercado diário.

M3 Mercado de balanço – é um espaço que tem como objectivo assegurar o fornecimento de energia eléctrica em condições de qualidade, fiabilidade e segurança estabelecida, verificando o equilíbrio permanente entre a produção e a procura. Uma vez realizada cada uma das sessões do mercado intradiário, o operador do sistema realiza a gestão em tempo real mediante a utilização de serviços complementares e o procedimento de gestão de desvios. Esta gestão de desvios tende a assegurar que em tempo real a frequência da rede eléctrica esteja dentro de valores aceitáveis.

A liberalização do sector eléctrico originou o novo paradigma dos mercados de electricidade em vários países, como, o Chile, os Estados Unidos, a Inglaterra e a Noruega [Shahidehpour02, Sheble99]. Neste novo paradigma de reestruturação, cada participante do mercado de electricidade deve tomar as decisões dentro desses mercados de forma obter o melhor proveito na sua participação.

Para assegurar o melhor proveito, o participante necessita de sistemas de suporte à decisão, quer no âmbito da programação matemática que requerem a identificação de funções objectivo e de restrições apropriadas, procedimentos de optimização, quer no âmbito da antecipação de valores, como, os preços da energia eléctrica, a potência eólica e os consumos, que são estudados no âmbito dos métodos de previsão. Por exemplo: uma empresa produtora de energia eléctrica deverá escolher as estratégias de oferta a apresentar no mercado de electricidade de forma a maximizar o lucro; um consumidor deverá satisfazer a sua procura minimizando o custo de aquisição de energia eléctrica. Portanto, cada participante do mercado deverá identificar qual o problema de programação matemática mais adequado para organizar os elementos necessários à criação de um sistema de informação para o suporte das decisões, optimizando tanto quanto possível a sua participação no mercado. Para tal, surge o desafio de encontrar novas metodologias de optimização para os problemas que envolvem a gestão de energia eléctrica em ambiente de mercado competitivo, i.e., que caracterizam o novo paradigma. Mais concretamente, a aplicação de metodologias baseadas em programação estocástica revelam ser adequadas, visto que, se apresentam como uma forma natural para abordar estes problemas, pois permitem lidar com as incertezas envolvidas no mercado de electricidade. Os participantes do mercado têm de enfrentar novos problemas de modo a garantir a gestão eficiente dos seus activos, visto que, novos problemas, por exemplo, a previsão do preço da energia eléctrica e a gestão de risco são factores relevantes na tomada de decisão [Arroyo00, Wogrin11].

## 2.2. Organização do Mercado de Electricidade

As alterações estruturais verificadas no sector eléctrico, com especial importância a partir de 1990, permitiram a liberalização dos segmentos de mercado potencialmente competitivos. Neste contexto, o sistema eléctrico português conheceu uma primeira reforma em 1995, com legislação específica que pretendeu separar o sistema regulado, Sistema Eléctrico Público (SEP), com obrigatoriedade de fornecimento de energia, do sistema liberalizado, Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV), regido pela lógica de mercado [Santana06, Sousa12].

Em 01 de Julho de 2007, teve lugar a integração do mercado português com o mercado espanhol dando lugar ao MIBEL. A organização proposta para o MIBEL é fundamentada na liberdade de contratação entre os participantes do mercado, restringida unicamente pelas medidas necessárias para fomentar um adequado nível de liquidez, i.e., o volume de negociação verificado [MIBEL09]. Para tal, o MIBEL é constituído por dois operadores do sistema de transmissão (TSO), as Redes Energéticas Nacionais (REN), do lado Português, e a *Red Eléctrica de España* (REE), do lado Espanhol, existindo ainda duas entidades reguladoras, a Entidade Reguladora dos Serviços Energético (ERSE) e a *Comisión Nacional de Energía* (CNE), respectivamente em Portugal e Espanha. O Operador do Mercado Ibérico (OMI) está dividido em dois pólos, o OMEL, responsável pela gestão do mercado diário e intradiário e o OMIP, responsável pela gestão dos mercados a prazo.

Perante esta nova organização do sector eléctrico foram criadas duas entidades responsáveis pela coordenação das várias actividades associadas ao mercado de electricidade, sendo elas:

- E1 Operador do Mercado – é a entidade responsável pela gestão económica do sistema. Os mercados diários e intradiários são geridos pelo OM, bem como o acerto de todas as actividades não reguladas do sector eléctrico. Em particular, compete ao OM receber e aceitar ou recusar as ofertas de compra e venda de energia, determinar os preços de fecho de mercado bem como a quantidade de energia a transaccionar, acertar/fechar as transacções quer do OM, quer do ISO, publicar informação respeitante aos resultados dos mercados e propor alterações que conduzam à melhoria do modo de funcionamento dos mercados.

E2 Operador do Sistema – é a entidade a quem compete garantir as condições do sistema de transmissão de energia eléctrica. Na fase de planeamento de operação, o ISO deve ainda prever os trânsitos de energia, verificar se as linhas os comportam e solucionar eventuais congestionamentos.

### 2.2.1. Mercado Diário

O mercado diário estabelece o preço da energia eléctrica em cada uma das 24 horas para cada dia. No MIBEL, antes das 10 horas da manhã, os participantes apresentam ao operador do mercado as suas ofertas de compra e de venda de energia para o dia seguinte. O mercado assenta numa base horária e portanto as ofertas e a energia transaccionada são agrupadas em blocos horários. O operador do mercado procede à informação, para os participantes do mercado, antes das 11 horas da manhã sobre os resultados do equilíbrio de mercado, incluindo os valores de energia que provêm de contratos bilaterais. A informação disponibilizada aos participantes, a determinação do preço marginal do sistema, utilizando a intersecção entre as curvas da oferta, por ordem crescente de oferta, e da procura, por ordem decrescente da procura são apresentadas na Figura 2.2.

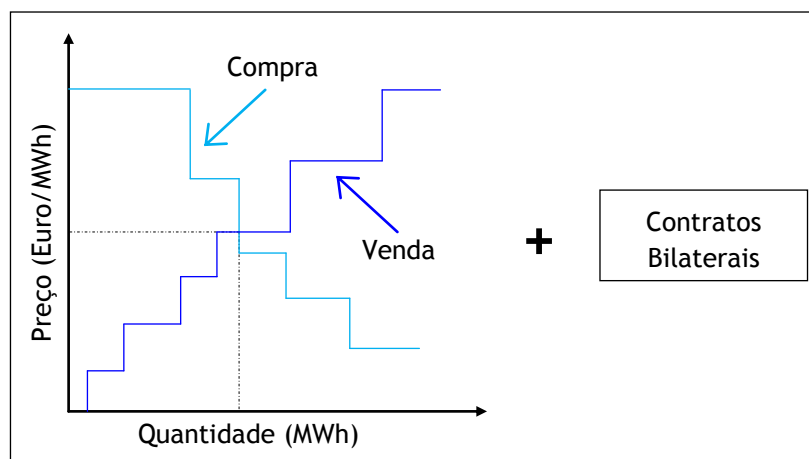


Figura 2.2: Determinação do preço marginal do sistema.

Na Figura 2.2, o preço de fecho de mercado é determinado através de um procedimento que recorre à ordenação das ofertas de venda, curva de oferta, obtendo uma curva monótona não decrescente; e à ordenação das ofertas de compra, curva de procura, obtendo uma curva monótona não crescente. Estas curvas também permitem determinar por intersecção a energia contratada em cada hora.

O valor económico correspondente ao preço fixado por este mercado resulta do correspondente ao pago pelos consumidores e é o recebido pelos produtores. Uma vez estabelecidos os preços de mercado e os planos de produção, a informação é enviada ao operador do sistema para que este obtenha uma solução técnica, de acordo com os padrões de segurança e de qualidade, resolvendo quaisquer restrições técnicas na rede que possam ocorrer devido à energia que será injectada por cada unidade física que tenha que entrar em conversão de acordo com os planos de produção. Por exemplo, a sequência de operações no mercado diário é apresentada na Figura 2.3.

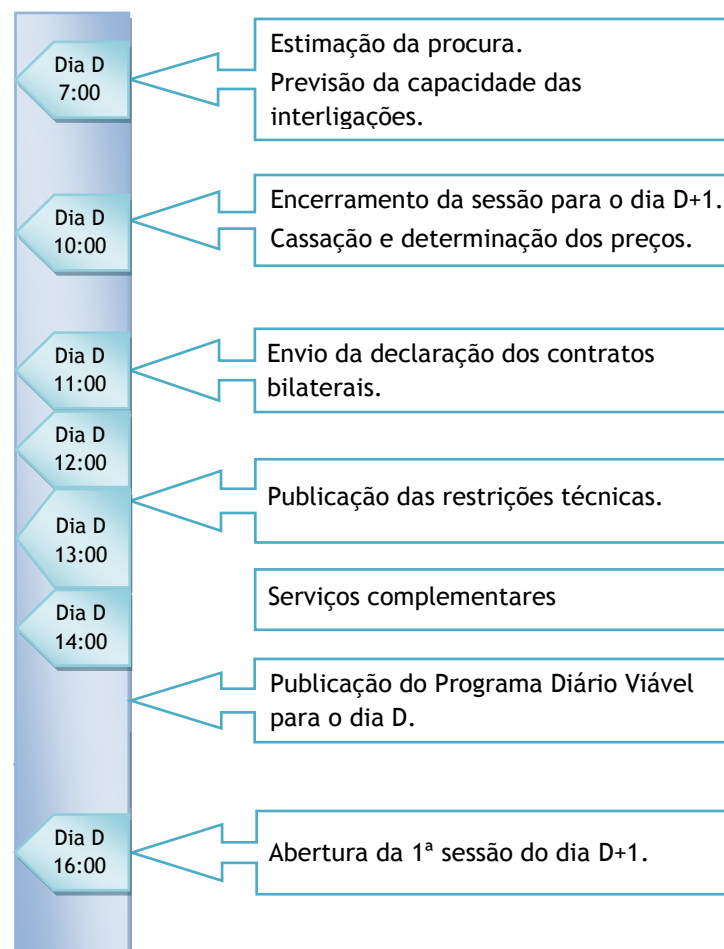


Figura 2.3: Processos do mercado diário.

Entre as 14 horas e as 16 horas, é obtido o Programa Diário Viável Provisório, adicionado da requisição de serviços complementares e das necessidades de regulação secundária ou terciária, passando depois a Definitivo. Em seguida, o ISO envia o Programa Diário Viável Definitivo para o OM para publicação. Esta sequência de operações no mercado diário encerra às 16 horas.

Finalmente, às 16 horas abre a primeira sessão do mercado intradiário, onde os participantes do mercado negociam os ajustes aos seus programas de produção e consumo. O resultado de cada sessão do mercado intradiário estabelece o Programa Horário Final.

### 2.2.2. Mercado Intradiário

Cada uma das sessões do mercado intradiário estabelece o preço para as horas objecto de negociação em cada sessão. Neste mercado voluntário de ajustes poderão participar, do lado da produção, todas as unidades e do lado da carga apenas os agentes que tenham participado na correspondente sessão do mercado diário ou executado um contrato bilateral nesse mesmo dia [Gonzalez99]. A estrutura das várias sessões do mercado intradiário é apresentada na Figura 2.4.

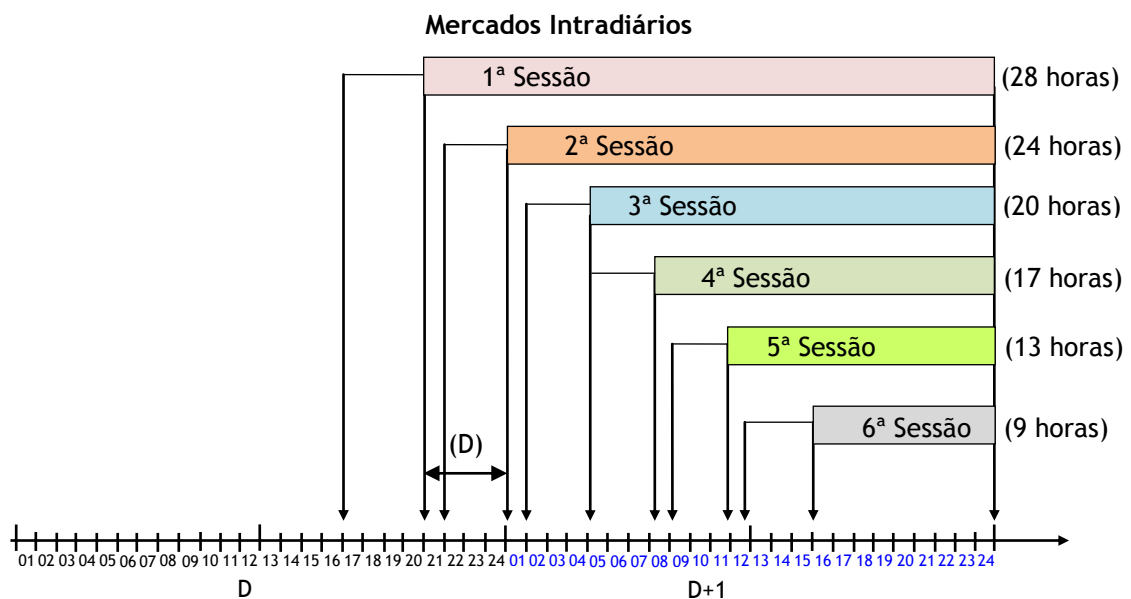


Figura 2.4: Sequência de actividades no mercado intradiário (Fonte: OMEL, 2011).

Na Figura 2.4, o mercado intradiário tem um funcionamento sequencial em seis sessões [OMEL11], que são caracterizadas seguidamente:

- S1 A primeira sessão estabelece o preço para as quatro últimas horas do dia de negociação e para as vinte e quatro horas do dia seguinte ao da negociação.
- S2 A segunda sessão estabelece o preço para as vinte e quatro horas do dia seguinte ao da negociação.

- S3 A terceira sessão estabelece o preço para as vinte horas compreendidas entre a hora cinco e a hora vinte e quatro do dia seguinte ao da negociação.
- S4 A quarta sessão estabelece o preço para as dezassete horas compreendidas entre a hora oito e a hora vinte e quatro do dia seguinte ao da negociação.
- S5 A quinta sessão estabelece o preço para as treze horas compreendidas entre a hora doze e a hora vinte e quatro do dia seguinte ao da negociação.
- S6 A sexta sessão estabelece o preço para as nove horas compreendidas entre a hora dezasseis e a hora vinte e quatro do dia seguinte ao da negociação.

De forma análoga ao mercado diário, o mercado intradiário cobre todas as horas do dia, com a especificidade própria de cada sessão. À semelhança do mercado diário, o funcionamento do mercado intradiário está assente na sujeição de ofertas de compra e de venda de energia, por parte dos diversos participantes registados para actuar no mercado diário, indicando cada oferta por sessão, o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia correspondentes.

### 2.2.3. Empresas Produtoras

Uma das vertentes do mercado de electricidade consiste na sua organização em torno do mercado diário, direccionado para as negociações energéticas a curto prazo. Em ambiente competitivo, uma empresa produtora de energia eléctrica é definida como sendo uma entidade detentora de recursos energéticos disposta a participar no mercado de electricidade, tendo como objectivo final maximizar o seu lucro, sem a preocupação de estabelecer o equilíbrio entre as ofertas dos produtores e as cargas do sistema, a menos que haja um incentivo para isso ou tenha que satisfazer contratos bilaterais [Hongling08]. O domínio que os participantes exercem sobre o mercado permite que as respectivas empresas sejam classificadas em dois tipos: empresas dominantes no mercado – *price-maker companies* [Baíllo04, Flach10]; e empresas tomadoras de preços – *price-taker companies* [Conejo02, Conejo02a, Ladurantaye07]. A diferenciação destes dois tipos de empresas produtoras provém de haver, no mercado de electricidade, uma concentração de capacidade de produção em algumas empresas comparativamente com a participação de outras com muito menor capacidade, implicando que a liberalização ao nível da produção possa revelar pouco potencial [Mendes10].

O poder de mercado pode ser interpretado como a capacidade de manter, de forma rentável, o preço da energia eléctrica acima dos níveis concorrenciais durante um período de tempo ou de manter, de forma rentável, a produção de energia eléctrica, em termos de quantidade, abaixo dos níveis concorrenciais durante um determinado período de tempo [Twomey05]. Pelo facto de existirem empresas produtoras com capacidade de manipular unilateralmente os preços de mercado, o mercado de electricidade não funciona em concorrência perfeita, mas sim segundo um modelo de mercado oligopolista, i.e., um mercado onde actua apenas um número reduzido de participantes, havendo pelo menos um dominante [Soleymani06].

O Plano de Compatibilização Regulatória para o sector energético, assinado entre Portugal e Espanha, em 8 de Março de 2007, considera empresa dominante a que detenha uma quota de mercado superior a 10% da energia eléctrica no MIBEL, excluindo a PRE [MIBEL09]. No final de 2009, em [Mendes10], é referido que: em Portugal, a EDP detinha 85% da quota de mercado de produção; em Espanha, as três maiores empresas produtoras de energia eléctrica eram a Endesa, a Iberdrola e a Union Fenosa, que no total detinham 70% da quota de mercado de produção.

Entre 2003 e 2008, as empresas produtoras de energia eléctrica, existentes em Portugal quer com poder de mercado, quer as empresas que detêm menor quota de energia e cuja quota é bastante diminuta aglomeradas em Outras são indicadas no diagrama de barras para a produção apresentado na Figura 2.5.

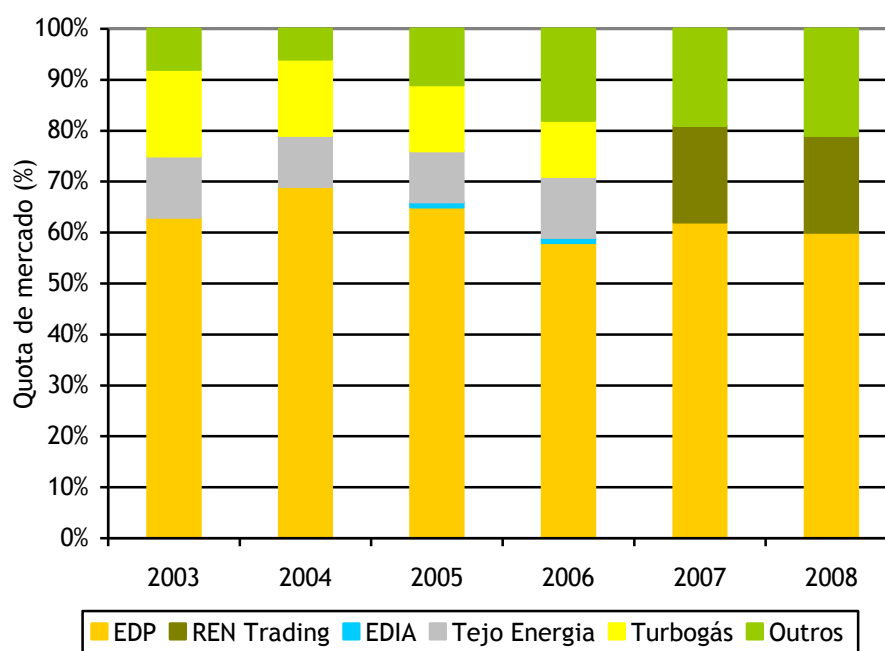


Figura 2.5: Quota de energia produzida por participante, (Fonte: [MIBEL09]).

Na Figura 2.5, de acordo com a repartição em percentagem da capacidade instalada por participante do mercado, entre 2003 e 2008, é constatado que a EDP detém a maior parte do parque electroprodutor português. Ainda, é constatado em [MIBEL09] que a EDP contribui em todas as tecnologias de produção.

A possibilidade de realizar ofertas por blocos horários contribui para promover a eficiência económica, decorrente da interacção dos participantes do mercado, de forma a atingir o máximo lucro [Galiana09, Pérez-Díaz10]. Mas, a aleatoriedade na variação da produção de energia eléctrica em regime especial é tida como um risco de participação no mercado pelas empresas que detêm activos intermitentes. Esta aleatoriedade na variação da produção de energia eléctrica origina incerteza nas previsões e tende a aumentar à medida que a quota de produção de energia eléctrica em regime especial aumenta. Em Portugal, as empresas em regime especial são do tipo tomadoras de preços, sendo necessário proporcionar aplicações informáticas de suporte à decisão para que de forma sustentável estas empresas possam proceder a ofertas de produção no mercado.

As empresas produtoras de energia eléctrica podem ser classificadas como se fez anteriormente, nas duas categorias:

- C1 Empresas tomadoras de preços – em que o valor da venda de energia num determinado período é directamente proporcional à quantidade de energia vendida, visto que, o preço unitário da energia eléctrica não depende dessa quantidade.
- C2 Empresas dominantes no mercado – em que o valor da venda de energia num determinado período é dado pelo produto do preço unitário da energia eléctrica nesse período, que depende da quantidade de energia que a empresa vende, por essa quantidade de energia.

Uma empresa dominante no mercado é caracterizada pelo facto das estratégias de oferta assumidas terem impacte sobre os preços de mercado, visto que, possui um sistema de produção de grande dimensão, que lhe confere poder de mercado comparativamente às restantes empresas tomadoras de preços que actuam no mercado de electricidade. Os dados de entrada necessários para proceder à implementação da metodologia proposta são diferentes caso a empresa produtora actue como uma empresa tomadora de preços ou como uma empresa dominante no mercado. No caso desta actuar como uma empresa tomadora de preços é, somente,

necessário prever os preços de mercado da energia eléctrica. No caso de actuar como uma empresa dominante é necessário conhecer, previamente, as curvas agregadas de demanda e de oferta dos restantes participantes do mercado, úteis para produzir as curvas de demanda residual para cada hora [Torre02]. A curva de demanda residual relaciona o preço com a energia que uma empresa pode colocar no mercado.

O número de curvas de demanda residual a que uma empresa pode estar sujeita em cada período deve ser limitado. Este número de curvas de demanda residual deve ser suficientemente elevado para representar correctamente a variedade de situações de mercado que possam surgir, mas não tão elevado ao ponto da dimensão do problema e respectivo tempo de computação serem excessivos. Estas curvas podem ser obtidas simulando o comportamento do mercado ou através de aplicações de previsão conforme é referido em [Conejo02b]. Nesta tese, é de salientar que as curvas de demanda residual são consideradas dados aleatórios exógenos ao problema como em [Torre02]. As curvas de demanda residual são representadas através de funções definidas por escalões, onde cada curva é modelizada com  $S$  escalões. A precisão destas curvas melhora à medida que a discretização da curva de demanda residual se aproxima da curva real, i.e., aumentando o número de escalões para representar a curva de demanda residual. Em [Conejo02b] é concluído que o uso de um número não muito elevado de escalões traduz com suficiente aproximação as curvas de demanda residual, visto que, a variação do preço de mercado é suficientemente pequena para variações razoavelmente pequenas na quota de mercado.

A elaboração da curva de demanda residual obriga ao conhecimento prévio acerca do comportamento dos participantes e da demanda. As curvas de demanda residual são difíceis de descrever através de funções analíticas, sendo computadas em função da demanda para cada nível de preço e da oferta agregada das empresas concorrentes [Guerra05]. Por exemplo, um cálculo da demanda residual, assumindo conhecido o valor da demanda e da oferta das restantes empresas concorrentes numa determinada hora  $k$  é apresentado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Cálculo da demanda residual

Preço [Euro/MWh]	10	15	20	30	37	40
Demanda [MWh]	32	32	32	32	32	32
Oferta [MWh]	9	15	19	23	27	29
Demanda residual [MWh]	23	17	13	9	5	3

Na Tabela 2.1, a demanda residual para essa hora é calculada pela diferença entre a demanda e a oferta das restantes empresas para cada nível de preço. Caso a oferta das empresas concorrentes seja maior que a demanda, então a demanda residual toma valores negativos. No entanto, pelo facto da empresa ser dominante é comum que a demanda residual seja não negativa, pelo que, os preços da energia serão positivos [Guerra04]. Em geral, o somatório das ofertas das restantes empresas concorrentes não é suficiente para cobrir a procura. Pelo que, a presença de uma empresa dominante é requerida, como é apresentado na Figura 2.6.

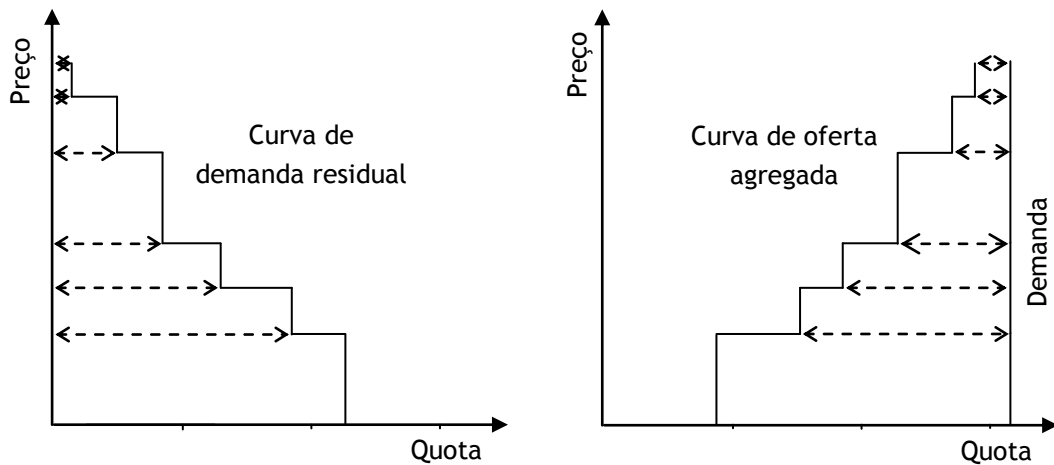


Figura 2.6: Demanda residual de uma empresa dominante no mercado.

As ofertas de venda enviadas pela empresa ao OM são constituídas pelo par de coordenadas (quota, preço de mercado), i.e., a quantidade de energia que a empresa está disposta a produzir para cada valor do preço. Ao ordenar as ofertas por ordem não decrescente de preços é obtida uma função monótona não decrescente.

No âmbito de uma empresa dominante no mercado, a modelização realística da curva de demanda residual leva a que o problema de optimização seja não linear. A formulação matemática correspondente ao problema é dada por:

$$\max \left[ \sum_{k=1}^K \lambda_k (q_k) q_k - \sum_{j=1}^J C_j(p_{jk}) \right] \quad (2.1)$$

sujeito a:

$$q_k = \sum_{j=1}^J p_{jk} \quad \forall k \in K \quad (2.2)$$

$$p_{jk} \in \Pi_j, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (2.3)$$

Em (2.1),  $\lambda_k(q_k)q_k$  corresponde ao valor da venda auferido pela empresa produtora na hora  $k$ . Este termo é não linear, visto que, o valor da venda esperado resulta do produto do preço de mercado, que é uma função da quota, por essa quota. O termo  $C_j(p_{jk})$  corresponde aos custos de produção associados com a central  $j$  do parque electroprodutor  $J$ . A restrição (2.2) expressa para cada hora a quota de mercado da empresa como a soma da potência das centrais  $j$  que constituem o parque electroprodutor. O conjunto de restrições em (2.3) modelizam as características operacionais e respectivas limitações técnicas intrínsecas ao parque electroprodutor, como, as restrições de afectação das unidades e as restrições que modelizam as variações máximas e mínimas de produção, restrições de rampa.

Para superar a dificuldade inerente à não linearidade presente na função objectivo devido ao termo do valor da venda têm sido adoptadas diversas técnicas de aproximação para definir as curvas de demanda residual [Guerra05], como:

- T1 Aproximação polinomial.
- T2 Aproximação linear por troços.
- T3 Aproximação por escalão.

Estas técnicas levam à obtenção de curvas de demanda residual cuja ilustração é apresentada na Figura 2.7.

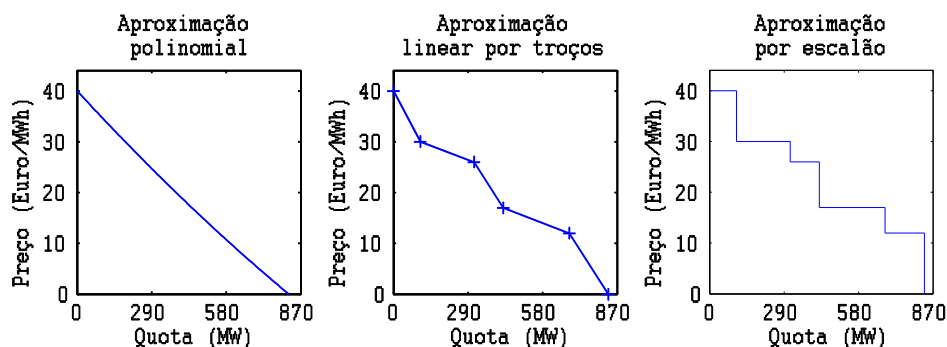


Figura 2.7: Curvas de demanda residual para a hora  $k$ .

A técnica de aproximação adoptada nesta tese é caracterizada por uma aproximação por escalão. A demanda residual modelizada por uma curva constituída por  $S$  escalões tendo sido utilizada, visto que, esta aproximação permite uma boa modelização entre o preço esperado e o preço resultante do fecho de mercado.

As variáveis e constantes necessárias para aproximar por escalões a venda de energia eléctrica de uma empresa em função da quota de mercado são apresentadas, respectivamente, na Figura 2.8 e na Figura 2.9.

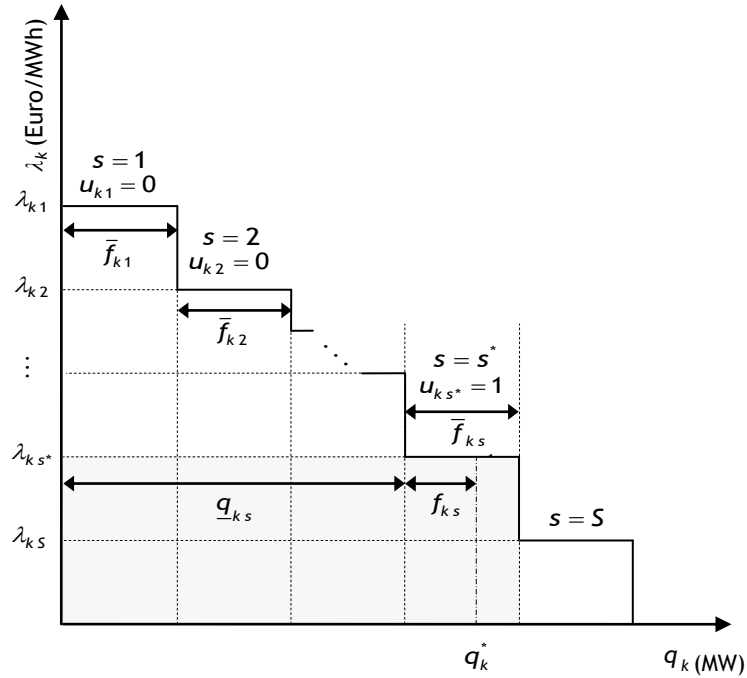


Figura 2.8: Linearização da curva de demanda residual utilizando a aproximação por escalão.

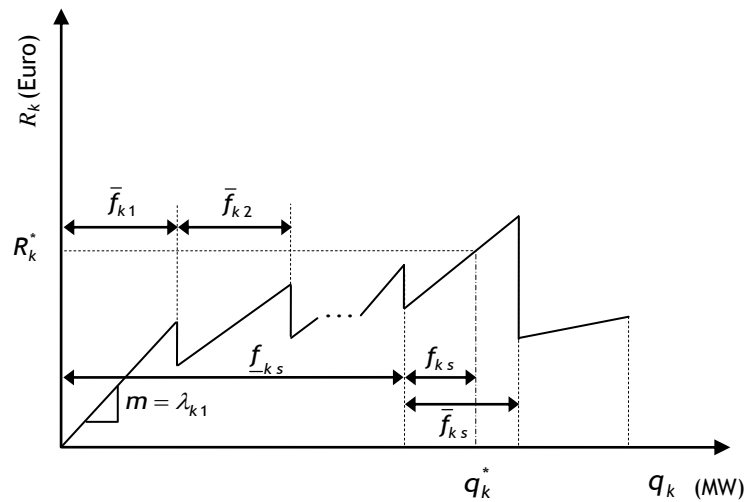


Figura 2.9: Valor da venda de energia na hora  $k$ .

Na Figura 2.9, é apresentado o valor da venda de energia correspondente à curva de demanda residual da Figura 2.8, considerando a aproximação por escalões da curva de demanda residual em cada hora, a venda de energia é determinada por uma formulação linear em função da variável real  $f_{k_s}$  e da variável binária  $u_{k_s}$  [Torre02].

O valor da venda de energia corresponde à área a sombreado na Figura 2.8, sendo esse valor indicado na Figura 2.9 para o ponto correspondente à mesma quota, visto que, esta figura representa a integração da função indicada na figura anterior.

A formulação para o problema de otimização utilizado nesta tese recorre ao uso da inclusão de variáveis reais não negativas e de variáveis binárias [Conejo02], que permitem identificar o escalão da curva de demanda residual em consideração. Esta formulação é dada por:

$$\max \sum_{k=1}^K \left[ \sum_{s=1}^S \lambda_{ks} (f_{ks} + u_{ks} \underline{q}_{ks}) - \sum_{j=1}^J C_j(p_{jk}) \right] \quad (2.4)$$

sujeito a:

$$q_k = \sum_{j=1}^J p_{jk} \quad \forall k \in K \quad (2.5)$$

$$q_k = \sum_{s=1}^S (f_{ks} + u_{ks} \underline{q}_{ks}) \quad \forall k \in K \quad (2.6)$$

$$0 \leq f_{ks} \leq u_{ks} \bar{f}_{ks} \quad f_{ks} \in \mathbb{R}^+, \quad \forall k \in K, \quad \forall s \in S \quad (2.7)$$

$$\sum_{s=1}^S u_{ks} = 1 \quad u_{ks} \in \{0, 1\}, \quad \forall k \in K, \quad \forall s \in S \quad (2.8)$$

$$p_{jk} \in \Pi_j, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (2.9)$$

A função objectivo em (2.4) expressa o lucro previsto, definido como o valor económico da energia menos os custos associados à operação prevista. O valor da venda da empresa para a hora  $k$  é aproximado por uma função escalão, como é apresentado na Figura 2.8. O valor óptimo da função objectivo, sujeito a um conjunto de restrições a que a solução deve obedecer, é determinado de modo a que a solução tenha admissibilidade para ser concretizada como estratégia de oferta.

A restrição (2.5) é equivalente à restrição (2.2), que determina a quota total como a soma das produções das centrais. A restrição (2.6) determina o valor da quota da empresa produtora,  $q_k$ , em cada hora dependente de  $f_{ks}$  e  $u_{ks}$ . A quota mínima para o escalão  $s$  é definida pelo parâmetro  $\underline{q}_{ks}$  em que  $\underline{q}_{k1} = 0 \quad \forall k$ , enquanto a variável contínua não negativa  $f_{ks}$  é utilizada para expressar a fracção adicional do escalão  $s$  que é preenchido. O escalão  $s$  somente pode ser seleccionado se o escalão  $s - 1$  for completamente utilizado.

A restrição (2.7) impõe que o limite inferior da variável  $f_{ks}$  assumam valores não negativos, enquanto o limite superior não deve exceder a diferença entre a quota máxima do escalão  $s$  e a do escalão  $s - 1$  da curva de demanda residual seleccionada para a hora  $k$ . Se o escalão  $s$  não for seleccionado,  $u_{ks} = 0$ , então o limite superior de  $f_{ks}$  é nulo e em consequência  $f_{ks} = 0$ .

A restrição (2.8) impõe que a soma das variáveis binárias que representam cada escalão  $s$  da curva de demanda residual para a hora  $k$  seja igual à unidade. Em consequência, apenas uma variável  $u_{ks}$  assume o valor unitário em cada hora, sendo desta forma seleccionado um escalão que corresponde à determinação da quota óptima, que agrega a quota do produtor, i.e., a quantidade de energia que deve ser oferecida. Ainda, este escalão seleccionado determina o preço da oferta que permanece constante em todo o escalão. Pelo que, caso  $u_{ks} = 1$ , então apenas o escalão  $s$  é seleccionado para a hora  $k$ , sendo nesta hora para os escalões inferiores a esse as quotas de energia completamente utilizadas.

### 2.3. Risco no Mercado de Electricidade

Com a reestruturação do sector eléctrico surgiram novos problemas ao nível da optimização da exploração de um sistema electroprodutor [Rahimiyan07]. A desregulação do sector eléctrico introduziu a concorrência entre os participantes do mercado. Neste novo paradigma, como foi referido, cada participante deverá formular as previsões com a devida antecipação e os problemas de programação matemática que permitam obter as melhores decisões para intervir no mercado de electricidade. A maior parte das decisões, sobretudo as mais importantes, são tomadas com base em algum tipo de previsão, o que por si só, já origina incerteza na solução dos problemas de programação matemática que servem de suporte para tomar as decisões. A incerteza das previsões é um facto que pode originar prejuízos significativos, visto que, correspondem eventualmente a redução de lucro.

Assim, aos participantes do mercado cumpre na defesa dos seus interesses a tomada das decisões mais convenientes dentro dos limites de risco considerados aceitáveis no ambiente incerto e volátil a que ficam sujeitos ao participarem no mercado de electricidade.

A principal dificuldade associada aos participantes do mercado é a insuficiência de informação necessária para suportar as decisões tomadas. Por exemplo, considerando um mercado *pool*, os preços da energia eléctrica e a procura de energia são variáveis aleatórias, que os participantes do mercado têm que prever para serem bem sucedidos, aquando da submissão das suas propostas de oferta de venda ou de compra de energia eléctrica.

A qualidade dos modelos utilizados no que respeita à diversidade dos cenários considerados para descrever a incerteza, mais do que a capacidade de fazer uma previsão sobre o comportamento das variáveis aleatórias, concretiza a capacidade de gerar um conjunto de cenários que representa um espectro de resultados possíveis com excelência para as variáveis aleatórias consideradas [Conejo10].

A consideração da incerteza e risco foi abordado com sucesso através da utilização de modelos de programação estocástica [Birge97]. Por exemplo, [Plazas05, Shrestha05], [Carrión07a, Gómez-Villalva03] e [Carrión07b, Fleten05] propõem modelos de programação estocástica para resolver os problemas relacionados com os produtores, consumidores e retalhistas, respectivamente. Normalmente, a função objectivo destes participantes corresponde ao lucro esperado, caso se tratem de produtores e comercializadores, ou ao custo esperado, caso se tratem de consumidores. No entanto, é conveniente incluir restrições na formulação destes problemas de modo a limitar o risco dos participantes do mercado, respectivamente, sujeitos a risco de lucros baixos ou de custos altos. Assim, na literatura especializada é disponibilizado um vasto conjunto de referências relacionadas com as medidas de risco no contexto de optimização sob incerteza [Eichhorn05, Märkert05, Rockafellar02]. A descrição detalhada das medidas de risco utilizadas nesta tese é apresentada no subcapítulo 2.5.

## **2.4. Metodologia de Optimização**

Ao longo dos últimos anos, com o avanço tecnológico dos recursos informáticos, e consequentemente, com a expansão da capacidade de memória e aumento da velocidade de computação dos mesmos, tem sido possível aumentar não só a capacidade de simulação computacional, mas também a eficiência das técnicas de optimização aplicadas à resolução de problemas com elevado número de variáveis.

As metodologias de optimização podem ser classificadas quanto ao tipo de variáveis envolvidas no modelo matemático de programação em metodologias determinísticas ou metodologias estocásticas, ditas de programação estocástica. Enquanto a programação determinística determina a solução óptima sem necessitar da consideração da aleatoriedade das variáveis associadas a cenários, a programação estocástica determina a solução óptima para um conjunto de cenários admitidos como realizações possíveis associadas com uma medida probabilística de possibilidade de ocorrência.

#### **2.4.1. Programação Inteira Mista**

No âmbito desta tese interessa apresentar generalidades sobre a aplicação da programação inteira mista. A PNLIM é ainda uma área de investigação emergente aplicada aos métodos de apoio à decisão, sendo a caracterização do problema de PNLIM de extrema importância, visto que, a selecção do algoritmo a utilizar na sua resolução está dependente das características do problema.

A solução final atingida pelas aplicações informáticas para um problema de PNLIM nem sempre oferece garantia de que esta seja a solução óptima global, sendo em alguns casos uma solução só localmente óptima. Uma metodologia utilizada como suporte heurístico que pretende obviar ao facto de não existir garantia de convergência para a solução óptima global consiste em: determinar uma solução inicial obtida por um problema PLIM, que seja uma aproximação do problema em estudo; inicializar e executar a aplicação PNLIM com a solução anterior. Pelo que, a PLIM serve de arranque para a PNLIM a fim de ser determinado o óptimo global. Evidentemente, que é uma metodologia heurística, sendo a sua racionalidade baseada no facto de que a solução inicial obtida pela PLIM é uma aproximação razoavelmente aceitável da solução global com a PNLIM. Embora pelo facto da solução inicial ser uma boa aproximação da solução óptima global não é assegurado que convirja para a solução óptima global. No entanto, esta heurística tem provado ser um bom procedimento [D'Ambrosio11]. A solução inicial proporciona uma melhoria no desempenho da PNLIM, visto que, a sua computação é mais rápida.

Outra metodologia utilizada permite obviar ao facto de não existir garantia de convergência para a solução óptima global na PNLIM, utilizando aproximações lineares por troços cuja aplicação requer que as características não lineares possam

ser convenientemente descritas por troços lineares. Esta metodologia consiste na utilização da PLIM por troços cujo desempenho para a obtenção do óptimo global é garantido. No que concerne aos modelos baseados em programação inteira mista, as aplicações de optimização convergem, inicialmente, com rapidez para uma solução próxima da óptima, consumindo posteriormente um tempo de computação que eventualmente poderá ser considerável para atingir a solução óptima. Os recursos necessários no que respeita à ocupação de espaço de memória para o armazenamento da informação durante o procedimento de computação baseado em programação inteira mista tendem a aumentar exponencialmente com o aumento do número de variáveis necessárias para descrever o problema [Li05]. Este aumento tem sido reportado como uma desvantagem significativa, mas que deve ser tida em consideração na fase de modelização no que respeita ao estabelecimento do número de variáveis de decisão necessário, i.e., deve ser o menor possível. Pelo que, é necessário estabelecer um equilíbrio entre os recursos computacionais necessários para o processamento da aplicação e o número de variáveis de decisão necessárias para a descrição do problema em resolução.

A condição que define normalmente se uma solução atingida é aceitável consiste em estabelecer uma tolerância relativa dada em função do melhor valor da função objectivo e do melhor valor inteiro da função objectivo do nó remanescente. Por exemplo, na aplicação de optimização CPLEX [Holmström09], o critério de paragem utilizado para calcular o valor da função objectivo está baseado no parâmetro definido por MIPGap, dado por:

$$\text{MIPGap} = \frac{|\text{Melhor valor} - \text{Melhor valor inteiro}|}{10^{-10} + |\text{Melhor valor inteiro}|} \quad (2.10)$$

em que o melhor valor é o máximo valor corrente da função objectivo e o melhor valor inteiro é o melhor valor da solução inteira incumbente. O processo de optimização inteira mista termina quando for atingido um valor inferior ao estabelecido como critério para o MIPGap. Este valor foi alvo de diversos estudos [Fu07, Keskin07] que permitiram concluir pela paragem do procedimento de optimização CPLEX quando o MIPGap for inferior ou igual a 1,00%. Ainda, esses estudos concluíram que, uma diminuição no parâmetro MIPGap para valores inferiores a 1,00%, embora implique que a aplicação atinja uma solução melhor tem como contrapartida o facto do tempo de computação exigido não compensar a melhoria pouco significativa na função objectivo.

## 2.4.2. Programação Estocástica

A resolução de problemas que envolvem a incerteza nos dados, diferentemente da programação determinística, onde se supõe que os parâmetros do problema são conhecidos sem incerteza, exige o recurso a técnicas de programação estocástica. Para modelizar um problema de programação estocástica, cuja incerteza é representada por uma árvore de cenários, devem ser conhecidas as realizações futuras de todas as variáveis aleatórias envolvidas no problema, ou então, gerar cenários de forma sistemática.

Na formulação da programação estocástica, cada parâmetro incerto constitui uma variável aleatória. Uma variável aleatória cujo valor evolui ao longo do tempo é conhecida como um processo estocástico. A evolução do valor dos preços de mercado da energia eléctrica ao longo do dia é um exemplo de um processo estocástico. Na programação estocástica, as variáveis aleatórias são geralmente representadas por um conjunto finito de realizações ou cenários [Birge97]. Por exemplo, a variável aleatória  $\xi$  pode ser representada por uma série dada por:

$$\xi_{\omega} \text{ para } \omega = 1, \dots, \Omega$$

em que  $\omega$  é o índice do cenário e  $\Omega$  é o número de cenários considerados. Consequentemente,  $\xi$  representa o conjunto de realizações possíveis da variável aleatória, i.e.,  $\xi = \{\xi_1, \dots, \xi_{\Omega}\}$ .

A notação anterior de  $\xi$  também pode descrever um vector de variáveis aleatórias, por exemplo, se  $\xi$  caracteriza os preços da energia eléctrica para as vinte e quatro horas do dia seguinte,  $\xi_{\omega}$  é um vector com vinte e quatro coordenadas, representando uma realização possível dos preços no dia considerado.

Cada realização  $\xi_{\omega}$  está associada a uma probabilidade  $\rho_{\omega}$  que satisfaz a:

$$\rho_{\omega} = P(\omega | \xi = \xi_{\omega}), \quad \text{sendo} \quad \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} = 1 \quad (2.11)$$

A programação estocástica é uma metodologia de programação matemática que permite considerar a distribuição probabilística das variáveis aleatórias intervenientes no modelo. A programação estocástica tem como objectivo encontrar

soluções que sejam compatíveis a todas as possíveis realizações, i.e., a programação estocástica considera todos os cenários e as suas probabilidades. A consideração na escolha dos cenários deve ser realizada em conformidade com o interesse desses cenários no que respeita à obtenção de uma solução satisfatória.

A programação estocástica pode ser classificada tendo em conta a forma pela qual a incerteza é expressa e como o problema é adaptado a um modelo de optimização. Uma classificação desta programação é apresentada na Figura 2.10.

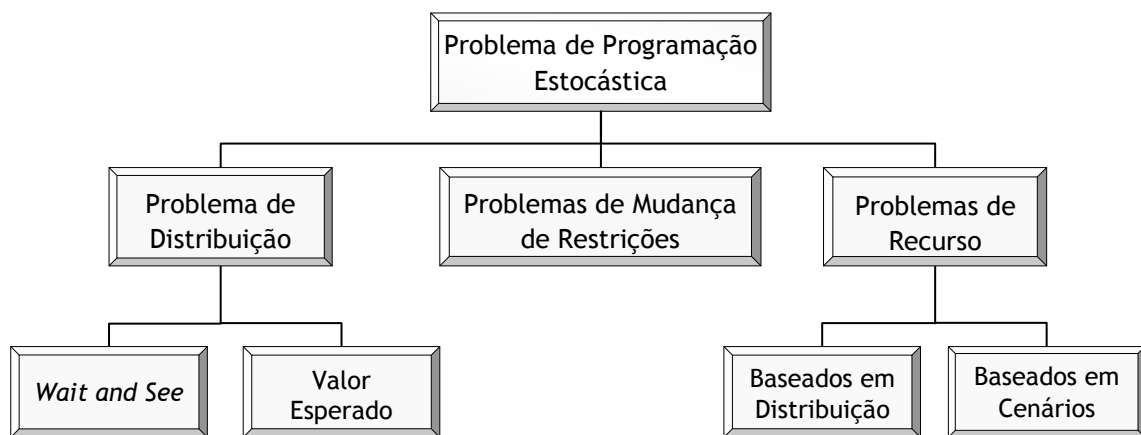


Figura 2.10: Classificação dos problemas de programação estocástica [Domenica07].

Os métodos de programação estocástica mais utilizados correspondem aos problemas de recurso baseados em dois estados, sendo as decisões tomadas num primeiro estado com ausência da aleatoriedade, depois do qual a aleatoriedade presente influenciando o resultado final é considerada. Uma decisão de recurso será então tomada no segundo estado para obviar às discrepâncias obtidas na solução do primeiro estado. Esses problemas são formulados por um problema de programação linear de grande dimensão com uma estrutura que modeliza a aleatoriedade.

### 2.4.3. Problemas de Recurso

Os problemas de recurso são definidos como programas estocásticos onde algumas decisões, designadas acções recursivas, podem ser tomadas após a incerteza ser revelada [Birge97]. Estes problemas são classificados consoante o seu número de estados, visto que, cada estado representa o momento em que as decisões são tomadas.

Os problemas de recurso utilizados com frequência na literatura são os problemas de programação estocástica de dois estados, onde as decisões são divididas nesses dois estados, nomeadamente:

- D1 Decisões de primeiro estado, ou *here-and-now decisions* – são decisões que devem ser tomadas antes de se conhecer o valor a atribuir às variáveis que envolvem a incerteza, visto que, estas decisões não dependem de cada realização possível dessas variáveis.
- D2 Decisões de segundo estado, ou *wait-and-see decisions* – são decisões que se tomam após serem conhecidos os valores das variáveis que envolvem a incerteza. As variáveis de segundo estado são utilizadas para corrigir possíveis efeitos negativos gerados pela decisão de primeiro estado.

O processo de resolução associado a um programa de recurso é caracterizado pela execução das seguintes etapas [Borrós07]:

- E1 O primeiro estado não envolve incertezas.
- E2 As incertezas são conhecidas no início de cada estado.
- E3 As decisões no primeiro estado são tomadas antes das realizações futuras.
- E4 Os efeitos negativos gerados pela decisão do primeiro estado, à medida que os eventos futuros vão sendo conhecidos, devem ser corrigidos.

O problema de programação estocástica de dois estados pode ser formulado genericamente como em [Birge97], sendo dado por:

$$\max \quad c^T x + E[Q(x, \omega)] \quad (2.12)$$

sujeito a:

$$\underline{b} \leq Ax \leq \bar{b} \quad (2.13)$$

$$x \geq 0 \quad (2.14)$$

em que  $Q(x, \omega)$  é o valor óptimo do problema de segundo estado:

$$\max \quad q^T y \quad (2.15)$$

sujeito a:

$$\underline{h} \leq T x + W y \leq \bar{h} \quad (2.16)$$

$$y \geq 0 \quad (2.17)$$

Na formulação de (2.12) a (2.17), os dados estão organizados em dois níveis diferentes associados a cada um dos estados. As variáveis de primeiro estado são determinísticas:  $x \in \mathfrak{R}_+^{n_1}$  é o vector das variáveis de decisão;  $c \in \mathfrak{R}^{n_1}$  é o vector dos coeficientes da função objectivo associado com o vector das variáveis de decisão;  $A \in \mathfrak{R}^{m_1 \times n_1}$  é a matriz dos coeficientes;  $\underline{b}$  e  $\bar{b} \in \mathfrak{R}^{m_1}$  são respectivamente os vectores dos limites mínimos e máximos para as restrições. As variáveis de segundo estado dependem dos dados incertos, variando com cada cenário. O vector das variáveis de decisão de segundo estado é indicado por  $y \in \mathfrak{R}_+^{n_2}$  e  $\omega = (q, T, W, \underline{h}, \bar{h})$  é a variável aleatória que contém os dados para o problema de segundo estado. É assumido que o vector aleatório  $\omega$  possui um número finito de realizações  $\omega_1 \dots \omega_\Omega$  com as respectivas probabilidades  $\rho_1 \dots \rho_\Omega$ . O valor esperado é dado por:

$$E[Q(x, \omega)] = \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_\omega q_\omega^T y_\omega \quad (2.18)$$

Assumindo o modelo discreto, a função objectivo indicada em (2.12) pode ser reescrita como a função objectivo indicada seguidamente:

$$\max \quad c^T x + \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_\omega q_\omega^T y_\omega \quad (2.19)$$

sujeito a:

$$\underline{b} \leq Ax \leq \bar{b} \quad (2.20)$$

$$\underline{h}_\omega \leq T_\omega x + W_\omega y_\omega \leq \bar{h}_\omega \quad (2.21)$$

$$x \geq 0, y_\omega \geq 0 \quad (2.22)$$

Em síntese ao que anteriormente foi descrito relativamente à programação estocástica e particularmente no que diz respeito aos problemas de recurso pode ser afirmado que: a decisão de primeiro estado é tomada na ausência do conhecimento dos valores futuros que caracterizam o risco; em seguida a decisão de recurso é tomada em função da realização obtida.

No segundo estado, após o conhecimento de  $\omega$ , são obtidas as decisões correspondentes ao vector  $y$ . De acordo com a função objectivo indicada em (2.19), no primeiro estado é maximizado o termo  $c^T x$  mais o valor esperado associado ao problema de segundo estado. A decisão obtida no problema de segundo estado reflecte o comportamento óptimo no momento em que a incerteza é revelada, compensando qualquer decisão inadequada que seja obtida no primeiro estado.

A formulação de (2.19) a (2.22) do problema de programação estocástica de dois estados para uma decisão escalar de primeiro estado,  $x_1$ , e para escalares associados às variáveis de segundo estado,  $[y_1 \dots y_\Omega]$ , pode ser enunciada como o problema dado por:

$$\max c_1 x_1 + \rho_1 q_1 y_1 + \rho_2 q_2 y_2 + \dots + \rho_\Omega q_\Omega y_\Omega \quad (2.23)$$

sujeito a:

$$\underline{b}_1 \leq A_1 x_1 \leq \bar{b}_1 \quad (2.24)$$

$$\underline{h}_1 \leq T_1 x_1 + W_1 y_1 \leq \bar{h}_1 \quad (2.25)$$

$$\underline{h}_2 \leq T_2 x_1 + W_2 y_2 \leq \bar{h}_2 \quad (2.26)$$

⋮

$$\underline{h}_\Omega \leq T_\Omega x_1 + W_\Omega y_\Omega \leq \bar{h}_\Omega \quad (2.27)$$

A estrutura da matriz das restrições que envolvem as variáveis de estado correspondentes à formulação de (2.24) a (2.27) é apresentada na Figura 2.11.

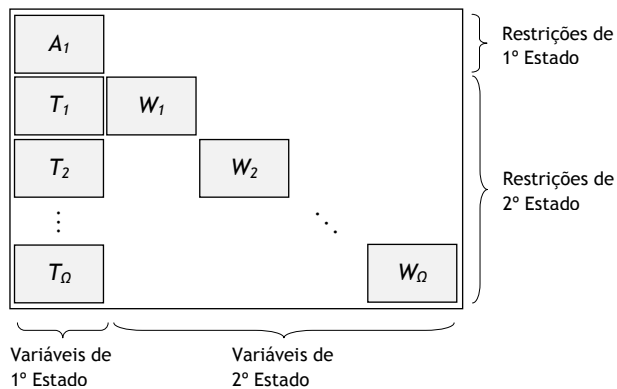


Figura 2.11: Estrutura da matriz de restrições para o problema estocástico de dois estados.

Uma forma de representar as incertezas consiste em utilizar uma árvore de cenários que se ramifica para cada possibilidade de realização da variável aleatória. Os nós da árvore de cenários representam as variáveis de decisão em cada período de tempo. Nos modelos de programação estocástica, as decisões são tomadas nos nós; os arcos representam as realizações das variáveis aleatórias. Um caminho na árvore é designado por cenário, e consiste nas realizações de todas as variáveis aleatórias em todos os estados. A árvore de cenários constitui uma forma representativa de mostrar o comportamento das incertezas ao longo do tempo [Domenica07].

Os cenários descritos por uma árvore correspondentes a um problema de programação estocástica podem ser ilustrados como é apresentado na Figura 2.12.

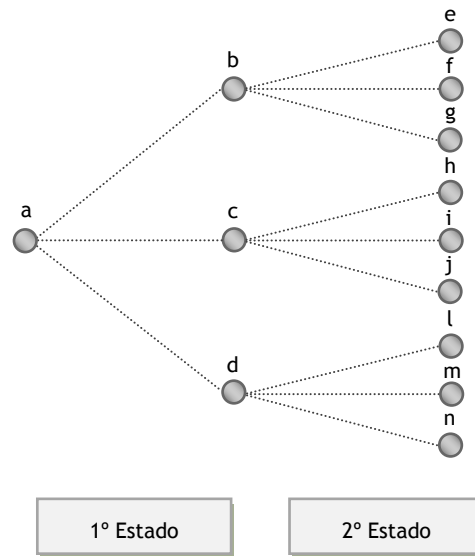


Figura 2.12: Árvore de cenários.

A árvore de cenários admite uma representação de acordo com uma formulação matricial. Por exemplo, considerando a árvore de cenários apresentada na Figura 2.12, esta pode ser descrita matricialmente da seguinte forma:

$$\text{Árvore} = \begin{bmatrix} a & b & e \\ a & b & f \\ a & b & g \\ a & c & h \\ a & c & i \\ a & c & j \\ a & d & l \\ a & d & m \\ a & d & n \end{bmatrix} \quad (\text{árvore com 9 cenários})$$

As linhas da matriz anterior podem ser organizadas nos seguintes vectores:

$$\omega_1 = [a, b, e]; \quad \omega_2 = [a, b, f]; \quad \omega_3 = [a, b, g];$$

$$\omega_4 = [a, c, h]; \quad \omega_5 = [a, c, i]; \quad \omega_6 = [a, c, j];$$

$$\omega_7 = [a, d, l]; \quad \omega_8 = [a, d, m]; \quad \omega_9 = [a, d, n].$$

Os vectores  $\omega_1$  a  $\omega_9$  correspondem respectivamente aos cenários 1 a 9 associados à árvore da Figura 2.12.

## 2.5. Modelos de Gestão do Risco

O problema de optimização da exploração de um sistema electroprodutor é apresentado como sendo um problema complexo devido às incertezas que caracterizam o ambiente competitivo do paradigma vigente no sector eléctrico [Jabr05]. Mas, considerar e modelizar essa incerteza através de um problema de natureza estocástica, disponibiliza, aos participantes do mercado de electricidade soluções que traduzem uma capacidade de simular computacionalmente uma descrição da realidade das acções praticadas nesses mercados.

Em ambiente competitivo, as incertezas que interessam considerar e que afectam as empresas produtoras de energia eléctrica são os preços associados com os fechos de mercados de energia eléctrica e com a energia que efectivamente será injectada na rede pelas empresas produtoras cuja operação possui grande incerteza relativamente à disponibilidade da fonte de energia como é o caso dos recursos eólicos. Estas incertezas são preponderantes para modelizar o problema de optimização estocástica, permitindo representar a variabilidade existente no mercado de electricidade através da árvore de cenários.

Para promover a competitividade entre os diversos participantes do mercado e atender às suas necessidades específicas é fundamental a gestão do risco nas operações comerciais. Perante este facto, deve haver uma mudança na forma de avaliar e gerir as estratégias energéticas feitas pelos participantes do mercado, de forma a incluir medidas de risco. A utilização de instrumentos que se concentram na gestão do risco de uma empresa produtora de energia eléctrica traz, como consequência, a necessidade de desenvolver e utilizar aplicações que permitam medir a magnitude do risco que uma empresa enfrenta, derivado das negociações energéticas estabelecidas no mercado de electricidade. Qualquer decisão que envolva incerteza requer um compromisso entre o lucro esperado e o risco que uma empresa está disposta a assumir.

As empresas produtoras de energia eléctrica, tendo como objectivo maximizar o lucro esperado não podem deixar de considerar um limite máximo para o risco a que são sujeitas ao participarem no mercado. Assim, devem caracterizar o nível de risco máximo que pretendem enfrentar. Como tal, as suas decisões são baseadas num compromisso entre o lucro esperado e o risco.

A abordagem ao problema de optimização da exploração de um sistema electroprodutor, considerando a gestão do risco em ambiente de mercado competitivo, é dividida em três fases segundo [Batlle02]:

- F1 Identificação do risco – o objectivo é determinar as incertezas que afectam o lucro de uma empresa produtora de energia eléctrica.
- F2 Quantificação do risco – o objectivo é medir o risco, a fim de comparar as decisões ou alternativas possíveis para que a empresa produtora de energia eléctrica possa escolher as decisões óptimas.
- F3 Decisão – o objectivo é estabelecer um compromisso fiável entre o lucro esperado e o risco, mediante a ponderação de risco que uma empresa produtora de energia eléctrica está disposta a enfrentar no mercado.

Na fase de identificação do risco são determinadas as principais incertezas que afectam o lucro de uma empresa produtora de energia eléctrica em ambiente competitivo, por exemplo, a potência eólica e o preço da energia eléctrica.

Uma vez definidas as incertezas, a próxima fase na gestão do risco consiste na quantificação do mesmo. Para tal, são utilizadas as principais medidas de risco propostas na literatura especializada, nomeadamente, o valor em risco (VaR; *Value-at-Risk*) e o valor em risco condicional (CVaR; *Conditional Value-at-Risk*), sendo de salientar o CVaR, como uma medida de risco utilizada nesta tese, devido às propriedades matemáticas que o caracterizam como uma medida coerente.

As propriedades para uma medida de risco são seguidamente descritas. Considere  $\Omega$  um espaço amostral, conjunto cujos elementos,  $\omega$ , são os resultados possíveis provenientes de um procedimento experimental. Seja  $P$  uma medida de probabilidade sobre  $\Omega$  com  $P(\Omega)=1$ ,  $Z$  a variável aleatória que indica a perda no final de um período de tempo para um subconjunto de  $\Omega$ , e  $r(Z)$  o risco associado com a variável aleatória  $Z$ . A medida de risco,  $r(Z)$ , é definida como sendo uma medida coerente se satisfaz as seguintes propriedades [Artzner99]:

- P1 Invariância à translação – para todo o  $Z \in \Omega$  e  $a \in \mathfrak{R}$ ,  $r(Z+a)=r(Z)+a$ .
- P2 Subaditividade – para todo o  $Z_1$  e  $Z_2 \in \Omega$ ,  $r(Z_1+Z_2) \leq r(Z_1)+r(Z_2)$ .
- P3 Homogeneidade Positiva – para todo o  $\lambda \geq 0$  e todo o  $Z \in \Omega$ ,  $r(\lambda Z)=\lambda r(Z)$ .
- P4 Monotonicidade – para todo o  $Z_1$  e  $Z_2 \in \Omega$  com  $Z_1 \leq Z_2$ ,  $r(Z_1) \leq r(Z_2)$ .

Das propriedades mencionadas, a única que o VaR não cumpre é a de subaditividade, significando que o VaR não favorece a diversificação do portfólio [Krokhmal02]. Em termos de implementação computacional, o VaR não conduz uma região admissível convexa [Meucci05], implicando que a resolução do problema de optimização pode convergir para óptimos locais. Em consequência da violação da subaditividade, a medida de risco que se relevou como uma medida coerente, cumprindo todas as propriedades, foi o CVaR, visto que,  $CVaR(Z_1 + Z_2) \leq CVaR(Z_1) + CVaR(Z_2)$ , i.e., a diversificação do portfólio favorece a redução do risco.

Em termos de implementação computacional, o CVaR não só conduz a uma região admissível convexa, permitindo a obtenção de óptimos globais, mas também pode ser descrito por uma formulação linear [Morales10].

A última fase na gestão do risco corresponde à tomada de decisão, essencial para disponibilizar à empresa produtora de energia eléctrica um portfólio de soluções que caracterizam o nível de risco que uma empresa está disposta a enfrentar no mercado de electricidade através do compromisso entre o lucro esperado e o risco. Assim, o modelo de gestão do risco proposto tem como objectivo maximizar o lucro esperado de uma empresa produtora de energia eléctrica, sujeito a restrições inerentes ao risco.

Tipicamente, os problemas de programação estocástica de dois estados têm como objectivo maximizar o lucro esperado. No entanto, estes problemas são abordados pressupondo que uma empresa produtora de energia eléctrica é neutra ao risco, i.e., o agente de decisão apenas foca o seu interesse no valor esperado do lucro,  $E[f(x, \omega)]$ , ignorando os restantes parâmetros que caracterizam a distribuição do lucro. O problema estocástico de dois estados referente a uma empresa produtora de energia eléctrica neutra ao risco é dado por:

$$\max E\{f(x, \omega)\} = c^T x + \sum_{\omega \in \Omega} \rho_{\omega} q_{\omega}^T y_{\omega} \quad (2.28)$$

sujeito a:

$$\underline{b} \leq Ax \leq \bar{b} \quad (2.29)$$

$$\underline{h}_{\omega} \leq T_{\omega} x + W_{\omega} y_{\omega} \leq \bar{h}_{\omega} \quad (2.30)$$

$$x \in X, y_{\omega} \in Y, \forall \omega \in \Omega \quad (2.31)$$

O problema de (2.28) a (2.31) é o que foi formulado para o problema estocástico de dois estados apresentado na secção 2.4.3. Esta formulação tem como objectivo maximizar o valor esperado da função  $f(x, \omega)$ , correspondendo ao lucro obtido por uma empresa produtora de energia eléctrica a curto prazo. Neste problema a abordagem seguida não considera que a empresa produtora de energia eléctrica tem um portfólio de soluções óptimas para diferentes factores de ponderação de risco, o que a torna propensa para participar no mercado de electricidade, visto que, é neutra ao risco. Portanto, como forma de obviar à não consideração do risco é utilizada uma formulação baseada em programação estocástica que considera uma empresa produtora de energia eléctrica com sensibilidade ao risco. No caso do risco for considerado, a empresa produtora de energia eléctrica ao tomar a decisão tem em conta não só os valores do lucro, mas também o risco associado com os cenários possíveis. Neste caso, a empresa produtora de energia eléctrica tende a tomar decisões segundo uma orientação cujo limite é ser avessa ao risco [Fleten08].

Considere para ilustrar o conceito de risco o Caso 1 e o Caso 2 com as funções de distribuição de probabilidade do lucro [Carrión08] apresentadas na Figura 2.13.

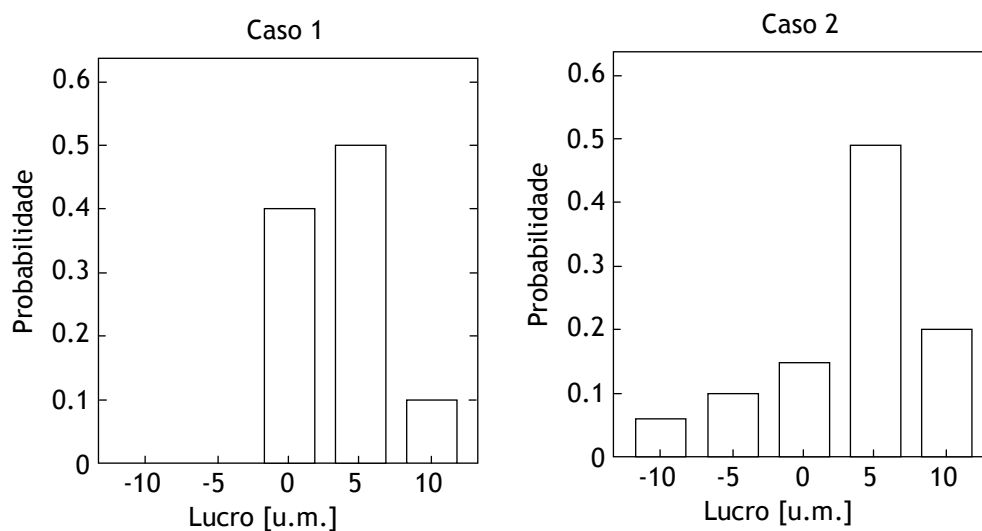


Figura 2.13: Representação do conceito de risco.

O valor esperado do lucro em ambas as variáveis é o mesmo, 3,5 [u.m.] (unidades monetárias). Portanto, ambos os lucros são igualmente favoráveis para um participante do mercado neutro ao risco. No entanto, no Caso 1 o lucro é sempre positivo, i.e., o participante do mercado não se depara com perdas em nenhum cenário. Enquanto, a probabilidade de ter um lucro negativo no Caso 2 é de 0,15. Portanto, pode ser inferido que o Caso 2 é mais propenso ao risco.

O facto de descrever uma variável aleatória só pelo seu valor esperado embora apresente a vantagem de simplicidade, tem como principal desvantagem que as características da distribuição associada a esta variável aleatória são omitidas. Particularmente, aquelas que fornecem informações sobre como os resultados estão dispersos. Por exemplo, uma variável aleatória que represente uma distribuição de lucros com um valor esperado aceitável para o participante do mercado, pode também apresentar uma probabilidade, não desprezável, de ocorrência de lucros negativos, i.e., perdas, como é apresentado na Figura 2.13.

A noção de risco surge como uma medida que determina a possibilidade de obter um vector decisão  $x$  com uma distribuição de lucros com propriedades com valores indesejáveis, por exemplo, uma elevada probabilidade de ocorrência de prejuízos. A fim de controlar a variabilidade do lucro,  $f(x, \omega)$ , em (2.28), uma medida de risco é incluída na formulação do problema.

Uma forma de contabilizar o risco associado à tomada de decisões é através da inclusão de medidas de risco nos problemas de programação estocástica [Pflug07]. As medidas de risco podem ser incluídas tanto na função objectivo como nas restrições do problema [García-González07]. Face ao problema com que as empresas do sector eléctrico se deparam, é adequado fazer uma gestão eficiente dos recursos de forma a maximizar a função objectivo, normalmente representada pela diferença entre o lucro esperado e um termo proporcional ao risco, com um coeficiente de proporcionalidade não negativo. A medida de risco  $r_\omega\{f(x, \omega)\}$  é uma função que atribui a uma dada variável aleatória, que representa o lucro  $\{f(x, \omega), \forall \omega \in \Omega\}$ , um número real que caracteriza o risco associado a esse lucro. A consideração da minimização da função de risco  $r_\omega\{f(x, \omega)\}$  leva à formulação de um problema biobjectivo cuja resolução pelo método das somas ponderadas reformula o problema indicado de (2.28) a (2.31), que passa a ser escrito por:

$$\max (1 - \alpha) E_\omega\{f(x, \omega)\} - \alpha r_\omega\{f(x, \omega)\} \quad (2.32)$$

sujeito a:

$$x \in X \quad (2.33)$$

em que o parâmetro  $\alpha \in [0, 1]$  é um factor de ponderação de risco utilizado para resolver o compromisso entre o lucro esperado e a aversão ao risco. Se  $\alpha = 0$ , o termo do risco na função objectivo indicada em (2.32) fica sem efeito e como

consequência o problema é o correspondente à formulação indicado de (2.28) a (2.31), conhecido como o problema de risco neutro. Com o aumento de  $\alpha$ , o lucro esperado fica menos importante em relação ao termo do risco e, conseqüentemente, a empresa produtora de energia eléctrica tende a ficar avessa ao risco. A solução óptima obtida para o problema indicado de (2.32) a (2.33) pode ser expressa em função do parâmetro  $\alpha$ , e assim representar a fronteira eficiente [Markowitz59]. A fronteira eficiente é uma curva formada pelos pares (lucro esperado, risco), de tal forma que é impossível encontrar um conjunto de variáveis de decisão que gerem, simultaneamente, um maior lucro esperado e um menor risco. Desta forma, uma solução com maior lucro esperado face a um ponto eficiente só pode ser obtida à custa de um risco mais elevado, e vice-versa. Um exemplo da fronteira eficiente para o problema de (2.32) a (2.33) é apresentado na Figura 2.14.

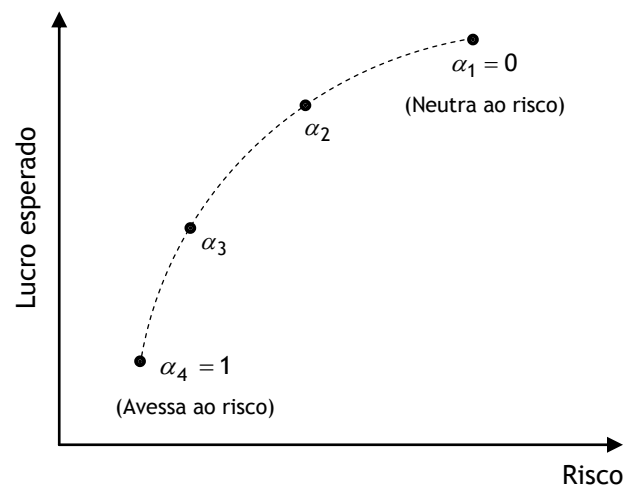


Figura 2.14: Curva da fronteira eficiente.

Na Figura 2.14, pequenos valores de  $\alpha$  fornecem, simultaneamente, soluções com um lucro esperado elevado e também com um risco elevado. Caso contrário, valores de  $\alpha$  na vizinhança da unidade fornecem soluções com menor lucro esperado e menor risco. A fronteira eficiente é, portanto, útil para os agentes de decisão enfrentarem o compromisso entre o lucro esperado e o risco. A fronteira eficiente é composta por um conjunto finito de pontos eficientes, sendo que a curva pode não ser contínua e não é necessariamente convexa ou côncava.

Várias medidas de risco foram analisadas na literatura especializada, como, a variância, o VaR e o CVaR [Markowitz59, Pflug07, Tiedemann07]. O CVaR é o mais adequado: é fácil de incluir no problema de (2.28) a (2.31), utilizando uma formulação linear e é uma medida coerente [Artzner99, Meucci05, Rockafellar07].

No âmbito do texto da tese é considerado o problema de programação estocástica e são admitidas duas medidas de risco formuladas através de expressões lineares. Uma explicação pormenorizada sobre estas medidas pode ser encontrada em [Tiedemann07].

### 2.5.1. Valor em Risco

Para um dado nível de confiança  $\delta \in [0, 1[$ , o  $VaR_\delta$  é definido como sendo [Garcés10] o maior valor real de  $\zeta$  tal que a probabilidade de obter um lucro inferior a  $\zeta$  é inferior a  $(1 - \delta)$ , i.e., o  $VaR_\delta$  corresponde ao máximo lucro associado ao cenário que apresenta a menor perda de lucro, para um determinado nível de confiança  $\delta$ . Matematicamente o  $VaR_\delta$  é dado por:

$$VaR_\delta(x) = \max\{\zeta : P(\omega | f(x, \omega) < \zeta) \leq 1 - \delta\}, \quad \forall \delta \in (0, 1) \quad (2.34)$$

A função densidade de probabilidade (fdp) e a função de distribuição cumulativa (fdc) do lucro são apresentadas na Figura 2.15.

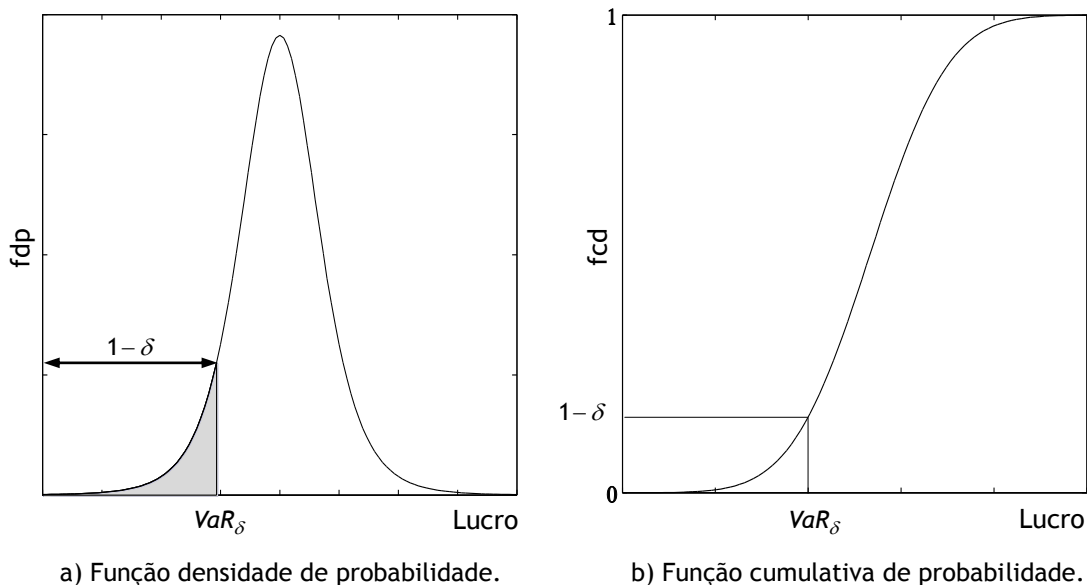


Figura 2.15: Representação do conceito do VaR.

Na Figura 2.15 a), a região a sombreado na fdp representa a probabilidade cumulativa igual  $(1 - \delta)$ . Na Figura 2.15 b), o  $VaR_\delta(x)$  é igual ao lucro correspondente ao valor da distribuição igual a  $(1 - \delta)$ .

O  $VaR_\delta(x)$  pode ser incluído no problema de programação estocástica indicado de (2.28) a (2.31), passando a ser dado por [Carrión08]:

$$\max (1-\alpha) \left( c^T x + \sum_{\omega \in \Omega} \rho_\omega q_\omega^T y_\omega \right) + \alpha \zeta \quad (2.35)$$

sujeito a:

$$\underline{b} \leq Ax \leq \bar{b} \quad (2.36)$$

$$\underline{h}_\omega \leq T_\omega x + W_\omega y_\omega \leq \bar{h}_\omega \quad (2.37)$$

$$\sum_{\omega \in \Omega} \rho_\omega \theta_\omega \leq 1 - \delta \quad (2.38)$$

$$\zeta - (c^T x + q_\omega^T y_\omega) \leq M \theta_\omega \quad (2.39)$$

$$x \in X, y_\omega \in Y, \forall \omega \in \Omega, \theta_\omega \in \{0, 1\} \quad (2.40)$$

em que  $\zeta$  é uma variável cujo valor óptimo é igual ao  $VaR_\delta(x)$ ,  $\theta_\omega$  é uma variável binária que é igual a 1 se o lucro no cenário  $\omega$  é menor do que  $\zeta$ , igual a 0 caso contrário, e  $M$  é uma constante suficientemente grande, no âmbito desta tese foi utilizado um valor de 100000. A desvantagem em utilizar a medida de risco  $VaR$  é devido ao facto desta não permitir capturar convenientemente a informação sobre a distribuição do lucro para valores inferiores ao  $VaR$ , i.e., a cauda que geralmente é significativa e que tipicamente aparece na distribuição de lucros não é detectada pelo  $VaR$ . Além disso, o  $VaR$  não satisfaz todas as propriedades de coerência, nomeadamente a subaditividade [Artzner99].

### 2.5.2. Valor em Risco Condicional

Para um dado nível de confiança  $\delta \in [0, 1[$ , o  $CVaR_\delta$  é definido como sendo a média dos quantis dos piores cenários, para um nível de confiança  $\delta$ . Este quantil é também chamado de valor em risco para um nível de confiança  $\delta$  [Garcés10].

A relação do  $CVaR_\delta$  com o  $VaR_\delta$  é directa: enquanto o  $VaR_\delta$  delimita a perda dos piores cenários, o  $CVaR_\delta$  é a média (ou valor esperado) dessa perda. Como consequência directa das definições, para um mesmo nível de confiança, a desigualdade  $CVaR_\delta(x) \leq VaR_\delta(x)$  é sempre satisfeita.

O  $CVaR_\delta(x)$  para uma distribuição discreta é matematicamente caracterizado segundo [Rockafellar02, Rockafellar07] como sendo dado por:

$$CVaR_\delta(x) = \max \left\{ \zeta - \frac{1}{1-\delta} E \{ \max \{ \zeta - f(x, \omega), 0 \} \} \right\}, \quad \forall \delta \in [0, 1[ \quad (2.41)$$

Conforme apresentado em [Topaloglou04], a formulação do CVaR pode ser ainda simplificada, adicionando a variável auxiliar  $\eta_\omega$ :

$$CVaR_\delta(x) = \zeta - \frac{1}{1-\delta} \sum_{\omega \in \Omega} \rho_\omega \eta_\omega \quad (2.42)$$

onde

$$\eta_\omega = \max \{ \zeta - f(x, \omega), 0 \} \quad (2.43)$$

O conceito do  $CVaR_\delta$  em ambas as funções de probabilidade, nomeadamente, a fdp e a fdc associada a uma variável aleatória contínua que representa um determinado lucro é apresentado na Figura 2.16.

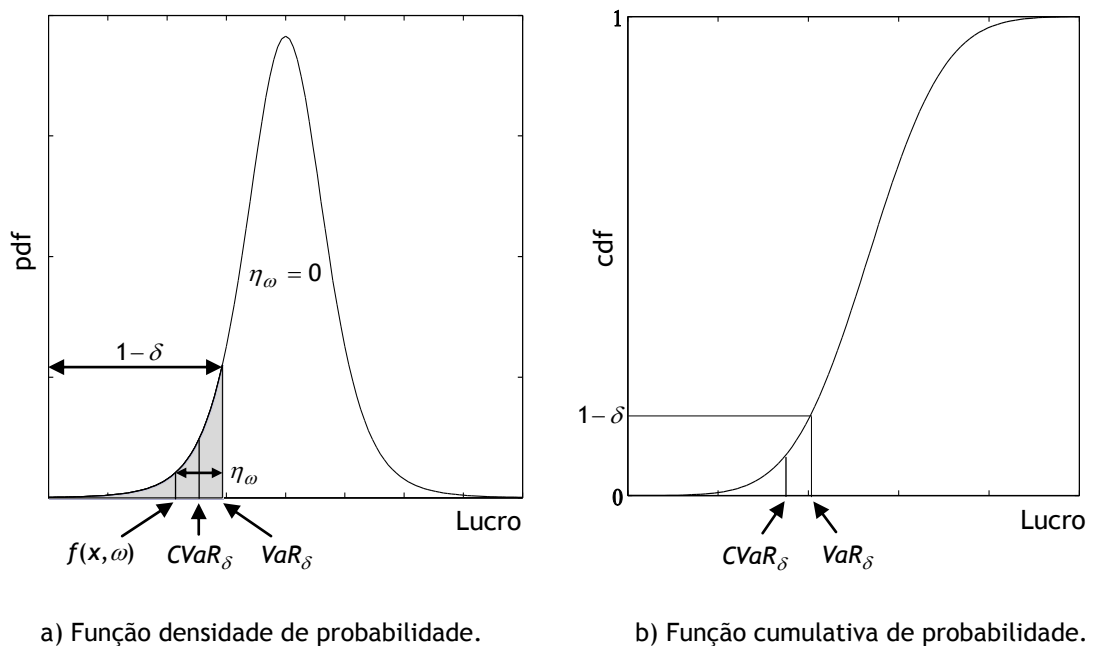


Figura 2.16: Representação do conceito do CVaR.

Na Figura 2.16 a), a região a sombreado na fdp representa a probabilidade cumulativa igual  $(1-\delta)$ . Na Figura 2.16 b), o  $CVaR_\delta(x)$  é igual ao lucro correspondente ao valor dos  $(1-\delta) \times 100\%$  cenários.

Se todos os cenários de lucro são equiprováveis, o  $CVaR_\delta(x)$  é calculado como sendo o lucro esperado dos  $(1-\delta)\times 100\%$  piores cenários. O CVaR pode ser incluído no problema indicado de (2.28) a (2.31), passando [Garcés10] a ser dado por:

$$\max (1-\alpha) \left( c^T x + \sum_{\omega \in \Omega} \rho_\omega q_\omega^T y_\omega \right) + \alpha CVaR_\delta(x) \quad (2.44)$$

sujeito a:

$$\underline{b} \leq Ax \leq \bar{b} \quad (2.45)$$

$$\underline{h}_\omega \leq T_\omega x + W_\omega y_\omega \leq \bar{h}_\omega \quad (2.46)$$

$$CVaR_\delta(x) = \zeta - \frac{1}{1-\delta} \sum_{\omega \in \Omega} \rho_\omega \eta_\omega \quad (2.47)$$

$$\zeta - (c^T x + q_\omega^T y_\omega) \leq \eta_\omega \quad (2.48)$$

$$\eta_\omega \geq 0 \quad (2.49)$$

$$x \in X, y_\omega \in Y, \forall \omega \in \Omega \quad (2.50)$$

A função objectivo indicada em (2.44) é composta por dois termos. O primeiro termo corresponde ao lucro esperado, enquanto o segundo termo é directamente proporcional ao CVaR através do parâmetro  $\alpha$  não negativo.

Em (2.47) o primeiro termo consiste na variável cujo valor óptimo é igual ao VaR, e o segundo termo corresponde ao valor médio de  $\eta_\omega$ , onde o somatório correspondente aos lucros esperados dos  $(1-\delta)\times 100\%$  piores cenários.

As restrições (2.48) e (2.49) impõem condições para o cálculo das variáveis auxiliares do CVaR. O valor óptimo da variável  $\zeta$  é computado para encontrar o máximo lucro correspondente ao valor da distribuição acumulada igual a  $(1-\delta)$ . A variável VaR não depende da totalidade da fdp de  $f(x, \omega)$ , mas da parcela associada com os piores cenários derivados da distribuição de lucros.

# Capítulo 3

## Metodologia de Previsão

Neste capítulo é apresentada uma metodologia híbrida baseada na combinação da WT, do PSO e do ANFIS, desenvolvida para a previsão da potência eólica e dos preços da energia eléctrica. São apresentados os resultados numéricos e as conclusões obtidas sobre a previsão da potência eólica e dos preços da energia eléctrica comparativamente com os resultados provenientes de outras metodologias publicados em comunicações científicas.

### 3.1. Introdução

A previsão de acontecimentos futuros sempre fascinou a humanidade pelo que o recurso à previsão existe desde o aparecimento do Homem. Ao longo do tempo os métodos evoluíram tendendo para uma maior sofisticação, permitindo a aplicação em diversas áreas de interesse para a humanidade no que respeita ao desenvolvimento da sociedade. Particularmente, nesta tese, é focado a aplicação de métodos de previsão para a potência eólica e para os preços da energia eléctrica.

O armazenamento e posterior tratamento de dados permitem antever o desempenho de um sistema. Com base nos métodos de previsão existentes é possível utilizar e inferir desses dados resultados com a finalidade de obter algum retorno deles, visto que, devido ao grande volume de informação, é impossível humanamente analisar e interpretar os dados de forma a contribuir para o esclarecimento do comportamento futuro de um sistema. A actual evolução dos sistemas computacionais e sua aplicação ao tratamento de informação, envolvendo as actividades para o tratamento e análise de dados, resultantes de um determinado acontecimento, permitiu suportar com maior racionalidade a capacidade de conjecturar o desempenho de um sistema no seu futuro, auxiliando a tomada de decisão. A utilização de métodos computacionais para o tratamento de quantidades significativas de informação é compreensível, visto que, não existe capacidade humana para poder inferir conclusões devido ao facto de se exceder o limite do que é complexível pela mente humana.

O que tornou evidente a necessidade de recorrer a um processo automático que permita prever e descrever as tendências que simulem o desempenho de um sistema quando é necessário criar sistemas de suporte à tomada de decisão futura.

O novo paradigma que o sector da energia eléctrica enfrenta apresenta desafios ambiciosos ao nível da produção e comercialização em ambiente de mercado, visto que, os recursos renováveis particularmente os provenientes do aproveitamento da energia eólica são caracterizados por serem intermitentes e voláteis [Dica09]. A intermitência e volatilidade da energia eólica foi considerada uma característica pouco favorável para o aproveitamento desta energia no que diz respeito à sua conversão e interligação à rede eléctrica, devido à necessidade de aumentar os níveis de regulamentação e de reservas.

Para compensar o impacto da intermitência e volatilidade do recurso eólico na rede eléctrica podem ser utilizados sistemas de armazenamento de energia. Assim, o armazenamento de energia proveniente da coordenação entre centrais hídricas com bombagem e os sistemas eólicos concretizado através de contratos bilaterais ou pelo facto dos sistemas eólicos possuírem centrais hídricas com bombagem, é benéfico para as empresas produtoras de energia eólica, visto que, permitem diminuir as penalizações no mercado intradiário. Esta coordenação possibilita regularizar a oferta de energia, podendo a energia eólica ser armazenada em horas que apresentem baixos preços, para mais tarde vender energia quando o preço de mercado for mais elevado [Bathurst03, Castronuovo04].

No entanto, o aproveitamento da energia eólica é uma alternativa benéfica para a produção de energia eléctrica, visto que, a fonte de energia, FER, é um recurso energético disponível gratuitamente e a sua disponibilidade existe em qualquer parte do globo terrestre. Embora a energia eólica não possa ser ajustada de acordo com as necessidades dos consumidores, visto que, está dependente de condições meteorológicas, que são tanto mais imprevisíveis quanto maior for o horizonte temporal considerado para essas previsões.

A crescente integração da energia eólica na rede eléctrica originou o interesse em prever a potência eólica para o horizonte temporal a curto prazo (24 horas), visto que, a previsão da potência eólica constitui uma importante informação para a determinação de estratégias de ofertas de produção de forma a mitigar os custos e assegurar o desempenho do sistema eléctrico [Bessa08, Doherty05].

Em Portugal Continental, a potência instalada nos sistemas eólicos em Janeiro de 2012 é a apresentada na Figura 3.1.

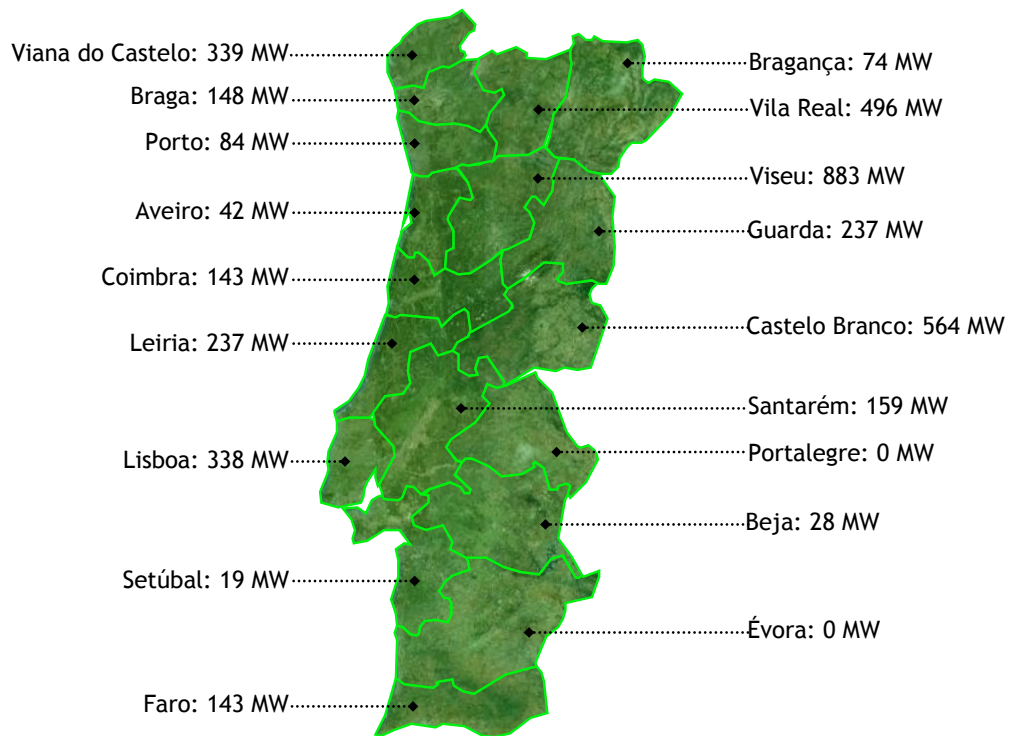


Figura 3.1: Potência instalada nos sistemas eólicos em Portugal Continental, em Janeiro de 2012.

Na Figura 3.1, os distritos com maior potência instalada são Viseu, com 883 MW, Castelo Branco, com 564 MW, Coimbra, com 510 MW, Vila Real, com 496 MW, Viana do Castelo, com 339 MW e Lisboa, com 338 MW [DGEG12]. É na zona centro e litoral norte do país que se regista maior disponibilidade do recurso eólico.

A capacidade de gerir a integração da energia eólica na rede eléctrica depende particularmente da previsão da potência eólica a curto prazo, sendo conveniente recorrer a aplicações computacionais adequadas.

A previsão da potência eólica a curto prazo é uma área importante da investigação para o sector eléctrico, na medida em que poderá ter várias aplicações, nomeadamente [Kariniotakis04]:

- A1 Na optimização da exploração de um sistema eólico.
- A2 Na comercialização da energia eólica no mercado de electricidade.
- A3 No planeamento da manutenção dos sistemas eólicos e linhas de transporte.

Os resultados obtidos na previsão como suporte à tomada de decisão permitem não só maximizar o lucro das empresas produtoras de energia eléctrica [Ferreira92] mas também diminuir a necessidade de recorrer às reservas, responsáveis por manter o equilíbrio entre a produção e o consumo.

A energia obtida por um sistema eólico depende da velocidade do vento que é uma variável que não pode ser controlada por ter uma dependência da rugosidade, da altitude, da intermitência e da volatilidade [Dica09, Wu07].

O aproveitamento da energia eólica nos aerogeradores não é feito uniformemente ao longo de todas as faixas de velocidade do vento. Nos ventos de baixa velocidade não há condições favoráveis para accionamento dos aerogeradores.

A potência disponível num tubo de massa de ar que se desloca à velocidade do vento é determinada pela taxa de variação do conteúdo de energia cinética nessa massa de ar. A potência eólica disponível,  $P_{disp}$ , num tubo de secção constante,  $A$ , é proporcional ao cubo da velocidade do vento, sendo dada por:

$$P_{disp} = \frac{1}{2}(\rho_{ar} Av)v^2 \quad (3.1)$$

em que  $\rho_{ar}$  é a massa específica do ar em condições de pressão e temperatura normais e  $v$  é a velocidade do vento, o termo que está entre parênteses em (3.1) corresponde ao caudal de massa de ar que passa pelo tubo.

No estado da arte descrito na secção 1.3.2 foram apresentados alguns métodos concebidos para prever a velocidade do vento e a potência eólica. Apesar da velocidade do vento ser a variável determinante para calcular a potência eólica disponível para o aerogerador, é facto que não é recomendado fazer a previsão da velocidade do vento para prever posteriormente a potência eólica pela expressão (3.1) [Wu07]. A explicação para este facto deriva não só do escoamento atmosférico apresentar uma elevada dependência da orografia do terreno onde se situa o aerogerador, mas também devido ao escoamento provocar perturbações na velocidade do vento originadas pela presença de várias torres eólicas posicionadas umas atrás das outras; estas perturbações são denominadas por efeito de esteira, i.e., diminuição e perturbação na direcção da velocidade do vento ao atravessar as pás da turbina. O efeito de esteira ocasiona turbulência na velocidade do vento, sendo esta turbulência originada pelo movimento das pás do aerogerador. Pelo que, a velocidade prevista para o vento numa determinada hora, poderá não corresponder

através de (3.1) à potência que realmente está associada nessa hora com os aerogeradores [Ahlstrom11]. Em [Castro08], é referido que: a experiência mostra que a energia perdida, devido ao efeito de esteira, corresponde a cerca de 5%.

Em [Soman10], é referido que: um pequeno erro obtido na previsão da velocidade do vento pode induzir erros elevados na previsão da potência eólica. Pelo que, a obtenção da previsão com base na velocidade do vento para prever a potência da turbina eólica não permite uma boa previsão. Em consequência, a investigação sobre aplicações computacionais de elevada qualidade para prever a potência eólica, utilizando combinações sofisticadas de métodos estatísticos, de sistemas de aprendizagem e de métodos físicos é de grande interesse e este capítulo é uma contribuição para essa investigação.

Em [Gilman01, Wu07], foram avaliados os benefícios financeiros resultantes de uma boa previsão, tendo sido provada a necessidade de estimular o desenvolvimento de técnicas de previsão eficientes, que produzam resultados mais precisos para a potência eólica [Ernst07].

O horizonte temporal da previsão da potência eólica depende da aplicação à qual se destina a previsão. O horizonte temporal em função da aplicação desejada e dos métodos utilizados para cada horizonte temporal de previsão são apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Aplicação, horizonte temporal e método de previsão [El-Fouly08]

Aplicação	Horizonte temporal	Método de previsão
Controlo	Alguns minutos	Séries temporais Métodos estatísticos
Ajuste do planeamento	1 - 6 Horas	Séries temporais Métodos estatísticos
Operação de sistema	1 - 72 Horas	Séries temporais Métodos estatísticos Métodos físicos
Planeamento	1 - 7 Dias	Séries temporais Métodos estatísticos Métodos físicos

Na Tabela 3.1, a previsão da potência eólica associada à aplicação de ajuste do planeamento ou de planeamento está associada ao suporte das decisões no mercado *spot*, respectivamente, mercado intradiário ou diário. A previsão da potência eólica de interesse para a aplicação na operação de sistema tem em consideração o facto de esta operação assegurar um equilíbrio entre a produção e a procura de energia.

O ambiente competitivo presente no mercado *spot*, resultante da concorrência entre os participantes do mercado, ocasiona incerteza nos preços futuros da energia eléctrica. Pelo que, a correcção com que os preços são previstos é fundamental em ambiente competitivo, permitindo reduzir o risco de subestimar ou sobrestimar o lucro potencialmente obtido [Catalão06].

Na maioria dos mercados de electricidade 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.

Em [Monteiro09], foram avaliados os benefícios financeiros resultantes da previsão, tendo concluído a necessidade de incrementar o esforço de investigação de forma a desenvolver métodos de previsão mais eficientes. O desenvolvimento de novas metodologias, particularmente, híbridas aplicadas à previsão da potência eólica e à previsão dos preços da energia eléctrica requerem uma investigação com o fim de determinar a sua adequação a essas previsões no que respeita a um aumento de vantagens para os participantes do mercado. Os benefícios das metodologias híbridas podem eventualmente ser relevantes para os participantes do mercado, conduzindo a decisões mais acertadas. Pelo que, a investigação destas metodologias representa uma contribuição no estado da arte. Para resolver o problema associado à intermitência e volatilidade subjacentes à previsão da potência eólica e à previsão dos preços da energia eléctrica é proposta uma metodologia híbrida (WPA) que combina a WT, o PSO e o ANFIS. A metodologia híbrida WPA constitui uma contribuição original desta tese, visto que, não se encontrou na bibliografia especializada uma referência ao seu uso para a previsão da potência eólica e dos preços da energia eléctrica.

A metodologia híbrida WPA tem características que derivam da combinação da WT, do PSO e do ANFIS, nomeadamente:

- C1 Aprendizagem e generalização – conseguindo descrever o todo a partir de algumas partes, vantagens adquirida pelo ANFIS.
- C2 Processamento maciçamente paralelo – permitindo que tarefas complexas sejam realizadas num curto espaço de tempo, vantagem adquirida pelo ANFIS e PSO.
- C3 Não linearidade – modelizando não linearidades, vantagem adquirida pelo ANFIS e PSO.
- C4 Adaptabilidade – adaptando o comportamento à medida que novos dados são introduzidos, vantagem adquirida pelo ANFIS.
- C5 Robustez e degradação suave – permitindo processar o ruído ou informação incompleta de forma eficiente, vantagem adquirida pelas WT.

### **3.2. Metodologia de Previsão**

Neste subcapítulo é apresentada a metodologia híbrida WPA utilizada para prever a potência eólica e os preços da energia eléctrica. Ao longo de cada secção pertencente a este subcapítulo serão descritos individualmente os métodos que compõem a metodologia de previsão, nomeadamente, a WT, o ANFIS e o PSO.

Com a utilização da metodologia híbrida WPA é pretendido não só obter uma previsão eficaz, mas também um tempo de computação aceitável. O tempo de computação é importante, visto que, deve permitir ao utilizador uma previsão com antecedência suficiente sobre o acontecimento futuro o que representa uma vantagem relevante, considerando a tomada de decisão de acordo com a tarefa que desempenha envolvendo a incerteza desse acontecimento.

Na metodologia híbrida WPA, a WT é inicialmente utilizada para decompor uma série formada com os dados de entrada, normalmente caracterizada pela sua instabilidade e ruído, numa série que apresente menos instabilidade e ruído, correspondendo a uma série de dados mais favorável para tratamento seguinte. Os valores futuros desta série são previstos utilizando um procedimento em que é preponderante o ANFIS, sendo o PSO utilizado para melhorar o desempenho do ANFIS.

O principal objectivo consiste em treinar o algoritmo e conseqüentemente ajustar os parâmetros das funções pertença, procurando atingir um menor erro de previsão. Finalmente, a série de dados prevista pelo ANFIS é reconstruída através da transformada inversa de WT, obtendo a previsão correspondente à potência eólica ou aos preços da energia eléctrica.

### 3.2.1. Transformada de *Wavelet*

Em 1909, Alfréd Haar introduziu o conceito de *Wavelet* no âmbito da investigação realizada na tese de Doutorado, sendo mais recentemente aplicada nos estudos de previsões como uma tentativa de superar as limitações associadas à não estacionaridade das séries temporais. As *Wavelets*, também denominadas na literatura por onduletas, constituem um método matemático com aplicação em diferentes domínios da engenharia, visto que, permite analisar qualquer série temporal no seu estado original.

Uma série temporal de dados associada com variáveis aleatórias consiste em observações ordenadas no tempo e registadas com o mesmo período de intervalo de tempo [Morettin06], sendo indicada por  $\{X_t\}_{t=1}^n = \{X_1, X_2, \dots, X_n\}$ . A não estacionaridade em séries temporais pode acarretar que a utilização de certos métodos matemáticos aplicados à previsão não seja aconselhável. Por exemplo, a utilização do método AR está limitado aos casos com comportamento é linear.

Uma série é estacionária quando a média e a variância são constantes. Frequentemente é considerada por hipótese concretizar a análise da série temporal impondo estacionaridade, i.e., que se desenvolve aleatoriamente ao longo do tempo em torno de uma média constante, reflectindo um comportamento estável [Conejo05]. São exemplo de séries temporais não estacionárias as séries sazonais ou com tendência linear ou exponencial.

A WT é utilizada para extrair informações associadas às variações da frequência dessas séries e para analisar as suas variações temporais [Strang97.]. O algoritmo utilizado no domínio WT é baseado na análise em multi-resolução [Mallat89], capaz de processar os dados em diferentes escalas e resoluções, permitindo que seja visto tanto o global como os detalhes de uma série [Amjady09].

A WT converte uma série num conjunto de subséries que advêm do processamento de decomposição do método WT, estas séries são ditas de séries constitutivas. Estas séries constitutivas apresentam um melhor comportamento relativamente à série original, facilitando que o processamento subsequente permita que a previsão seja melhorada [Strang97]. O comportamento regular apresentado pelas séries resulta do processo de decomposição disponibilizado pela WT. Com efeito, o processo de decomposição baseado na análise em multi-resolução permite atenuar a influência da instabilidade e do ruído introduzido nos dados [Mallat89].

O tratamento analítico que permite representar uma série temporal no domínio da frequência e do tempo é conseguido através de duas categorias de WT, nomeadamente, a WT contínua (CWT) e a WT discreta (DWT).

A CWT,  $p_{ab}$ , de um sinal  $p(t)$  associada a uma função *Wavelet*  $\psi_{ab}(t)$  denominada *Wavelet-mãe* [Amjady09] é dada por:

$$p_{ab} = \int_{-\infty}^{+\infty} p(t) \psi_{ab}(t) dt \quad (3.2)$$

em que o parâmetro de escala  $a$  controla a propagação da *Wavelet* e o parâmetro de translação  $b$  determina a posição da janela à medida que esta se desloca pelo sinal.

A função *Wavelet*,  $\psi_{ab}(t)$ , é obtida utilizando uma função  $w(t)$ , sendo  $\psi_{ab}(t)$  determinada pela seguinte função:

$$\psi_{ab}(t) = \frac{1}{\sqrt{a}} w\left(\frac{t-b}{a}\right) \quad (3.3)$$

Substituindo a função *Wavelet* (3.3) em (3.2):

$$p_{ab} = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{+\infty} p(t) w\left(\frac{t-b}{a}\right) dt \quad (3.4)$$

A CWT resulta do domínio temporal do sinal multiplicado por versões escalonadas e deslocadas de uma função *Wavelet*,  $\psi_{ab}(t)$ , adequadamente escolhida, que originam uma série de coeficientes *Wavelet* em função da escala (frequência) e da posição (tempo) [Noori09]. No entanto, em termos práticos a CWT não é muito útil, visto que, obriga a infinitos escalonamentos e translações, consumindo muito tempo e recursos computacionais [Amjady09].

A DWT foi desenvolvida com o intuito de proporcionar uma descrição mais eficiente relativamente a CWT [Reis05]. A DWT é a aplicação mais utilizada para a decomposição de séries [Mallat89], sendo dada por:

$$p_{mn}^w = 2^{-(m/2)} \sum_{t=0}^{T-1} p(t) w\left(\frac{t-n2^m}{2^m}\right) \quad (3.5)$$

em que  $t$  é o índice de tempo e  $T$  corresponde ao número de elementos da série, sendo cada elemento indicado por  $p(t)$ . Os parâmetros de escala e de translação são funções de variáveis inteiras  $m$  e  $n$  ( $a = 2^m$ ,  $b = n2^m$ ).

Uma forma eficiente de aplicar a DWT é através da análise em multi-resolução, desenvolvida por Mallat, utilizando uma função “Wavelet pai” e na sua complementar, a função “Wavelet mãe” [Mallat89]. A função *Wavelet* pai determina os componentes de baixa frequência da série, enquanto a função *Wavelet* mãe determina os componentes de alta frequência, sendo conveniente escolher funções *Wavelet* ortogonais. Esta conveniência permite um tratamento matemático num espaço vectorial ortogonal, simplificando a determinação dos coeficientes associados com as *Wavelets* [Chen10]. A escolha da função *Wavelet* a ser utilizada no estudo foi feita por tentativa e erro, identificando a função *Wavelet* do tipo Daubechies como a mais favorável. Esta função é assimétrica, contínua e quanto maior a ordem maior é a oscilação, resultando num comportamento apropriado para a previsão [Amjady09]. A função *Wavelet* do tipo Daubechies de ordem 4, abreviada por Db4, é frequentemente utilizada como *Wavelet* mãe  $\psi(t)$  [Chen10]. Investigações desenvolvidas levaram a concluir que a aplicação de outras funções *Wavelets* são também adequadas para fazer a previsão do consumo da energia eléctrica a curto prazo [Reis05] e para fazer a previsão dos preços da energia eléctrica [Amjady08].

Os coeficientes das séries de aproximação e detalhe, respectivamente,  $A_m$  e  $D_m$  para  $m = 1, \dots, M$  são dados por:

$$A_m = \sum_n p_{mn}^\phi \phi_{mn}(t) \quad (3.6)$$

$$D_m = \sum_n p_{mn}^\psi \psi_{mn}(t) \quad (3.7)$$

em que  $\phi_{mn}(t)$  é a função *Wavelet* pai,  $\psi_{mn}(t)$  é a função *Wavelet* mãe,  $p_{mn}^\phi$  e  $p_{mn}^\psi$  são os coeficientes obtidos através da equação (3.5) [Conejo05a].

Na prática a DWT é implementada pelo algoritmo de Mallat [Mallat89], método utilizado para obter os coeficientes de aproximação e detalhe a partir do sinal original. O processo de decomposição é baseado num processo iterativo com sucessivas aproximações decompostas a cada nível, de modo que cada subsérie seja dividida em vários componentes de baixa resolução.

A decomposição de uma série  $p$  em três níveis cuja descrição é exemplificada em árvore é apresentada na Figura 3.2.

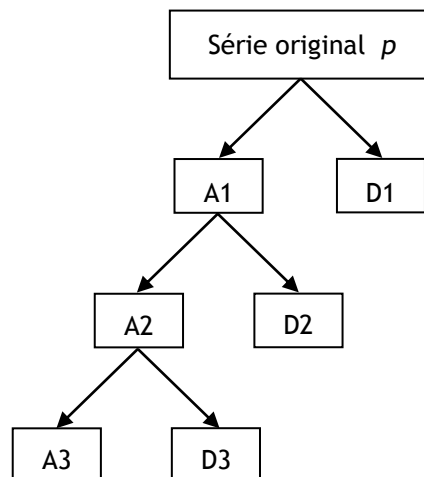


Figura 3.2: Representação da árvore de decomposição *Wavelet* ( $p=A_3+D_1+D_2+D_3$ ).

Na Figura 3.2, a série original foi decomposta em duas subséries: A1 e D1, denominadas subsérie aproximada e detalhada, respectivamente. Como se trata de uma DWT, apenas a subsérie aproximada A1 foi decomposta no segundo nível, originando duas subséries A2 e D2. O procedimento foi repetido no terceiro nível, actuando sobre a componente de aproximação A2, de onde resultaram as subséries A3 e D3. Assim, os três níveis de decomposição A1, A2 e A3 representam a subsérie aproximada e D1, D2 e D3 representam a subsérie detalhada.

Os níveis de decomposição têm que ser determinados e normalmente são estudados por tentativa e erro, tendo sido concluído que a decomposição em três níveis é favorável. Nesta tese também foi concluído pela suficiência de três níveis. Esta conclusão também se encontra em diversas comunicações científicas cujos autores também por tentativa e erro obtiveram a mesma conclusão. Pelo que, esta escolha fica legitimada por trabalhos de referência cronologicamente anteriores: a descrição por três níveis é suficiente para conseguir de forma pormenorizada e significativa a determinação das séries associadas quer à potência eólica, quer aos preços da energia eléctrica [Amjady08, Conejo05a].

### 3.2.2. Sistema de Inferência Neuro-Difuso

Em 1965, Lofti Zadeh introduziu o conceito de lógica difusa considerando a hipótese de que o pensamento humano se baseia, principalmente, em termos linguísticos. Os dados obtidos em experiências estão sempre associados à imprecisão, o que torna a lógica difusa mais apropriada. A lógica difusa foi introduzida com o intuito de permitir o raciocínio aproximado por contraste com o raciocínio preciso da álgebra de Boole binária.

Os sistemas neuro-difusos são sistemas híbridos utilizados em aplicações industriais. Uma das vantagens dos sistemas híbridos é combinar as principais características das NN e com as da lógica difusa. Assim, o interesse por estes sistemas é devido principalmente aos seguintes factos [Yun08]:

- F1 Possibilidade de aplicação dos algoritmos de aprendizagem desenvolvidos para as NN.
- F2 Possibilidade de promover a integração de conhecimento, implícito e explícito, proveniente da lógica difusa.
- F3 Possibilidade de extracção de conhecimento, sob a forma de regras, a partir de um conjunto de dados, suportado pela lógica difusa.

O método ANFIS utiliza como estrutura básica um procedimento suportado pela lógica difusa onde é possível aplicar técnicas de aprendizagem como a retropropagação do erro [Jang93]. Para que um sistema difuso possa ser adaptado aos diversos problemas utilizados na engenharia é necessário converter números, valores exactos, em variáveis linguísticas e vice-versa. Os sistemas difusos utilizam um conjunto de regras do tipo “Se–Então” baseadas em variáveis linguísticas [Ortega01]. Na lógica difusa, os elementos dos conjuntos difusos possuem um grau de pertença ao conjunto, sendo que este grau de pertença indica a certeza, ou incerteza, na pertença de um dado membro ao conjunto. Seja  $X$  um conjunto e  $x \in X$ , seja  $\mu_A(x)$  o grau de pertença de  $x$  a um conjunto difuso  $A$ , em que  $\mu_A(\cdot)$  é uma função de pertença tal que,

$$\mu_A : X \rightarrow [0, 1]$$

A função de pertença  $\mu_A(x)$  indica a certeza em que um dado elemento  $x$  pertence ao conjunto  $A$ . Um conjunto difuso fica definido pela função de pertença e pelo domínio desta função. Esta função pode ter diversos comportamentos.

As funções de pertinência mais utilizadas são a função triangular, a gaussiana, a seno e a trapezoidal, que são respectivamente apresentadas nas figuras seguintes, Figura 3.3, Figura 3.4, Figura 3.5 e Figura 3.6.

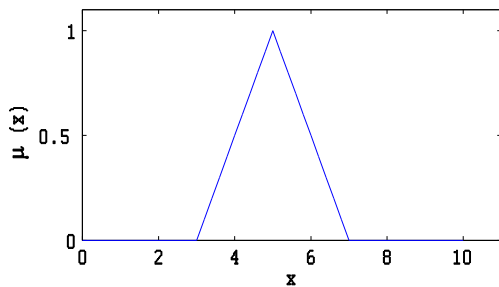


Figura 3.3: Função de pertinência triangular.

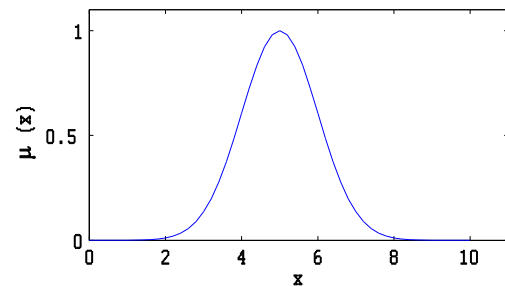


Figura 3.4: Função de pertinência gaussiana.

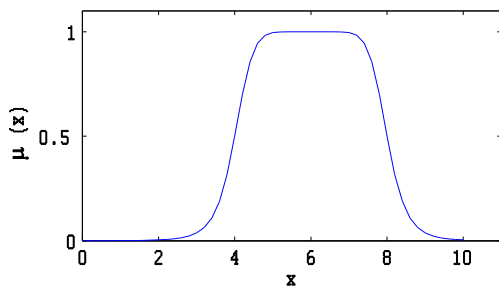


Figura 3.5: Função de pertinência seno.

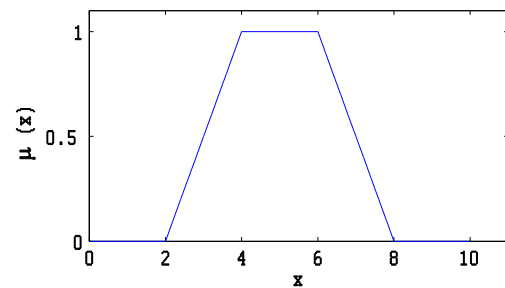


Figura 3.6: Função de pertinência trapezoidal.

A escolha mais adequada da função de pertinência nem sempre é de determinação expedita requerendo investigação suplementar. Esta escolha pode eventualmente não estar ao alcance do conhecimento para uma determinada aplicação, como é referido no estudo apresentado em [Delgado02]. As funções triangulares são entre as funções de pertinência apresentadas nas figuras anteriores, as que mais são referenciadas [Jang93] como sendo as que apresentam maiores vantagens a nível de eficiência computacional. Pelo que, a sua utilização foi testada no âmbito da investigação realizada nesta tese, sendo também concluído que apresentam vantagens relevantes a nível de eficiência computacional comparativamente com as restantes funções.

Os conjuntos difusos e as regras difusas formam a base de conhecimento de um sistema difuso. Além da base de conhecimento, um sistema de inferência difuso é composto ainda por três outros operadores que realizam as seguintes tarefas: fuzificação, inferência e desfuzificação. A fuzificação consiste no processo de conversão de variáveis de entradas numéricas em variáveis difusas, utilizando funções de pertinência. A inferência consiste em mapear um espaço de entrada num

espaço de saída, utilizando a teoria da lógica difusa. A desfuzificação consiste no processo que transforma um valor difuso num valor numérico. Um sistema de inferência difuso é esquematicamente apresentado na Figura 3.7.

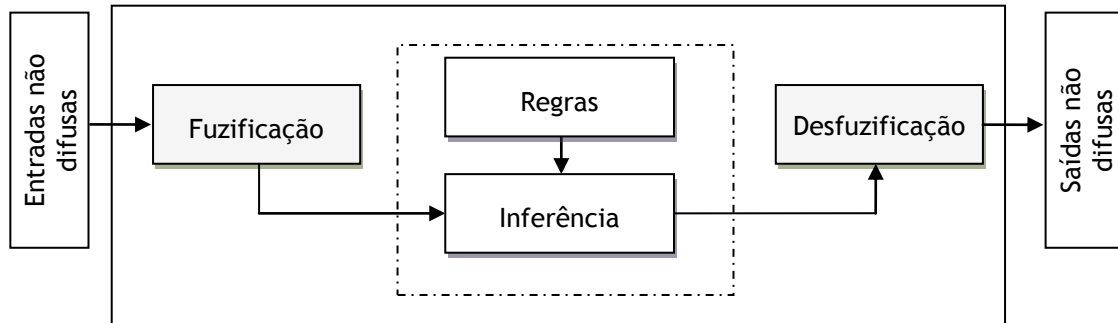


Figura 3.7: Sistema de inferência difuso.

Na Figura 3.7, o mecanismo de inferência define a maneira como as regras difusas são combinadas, havendo vários modelos de inferência, sendo que o mais utilizado é o Takagi-Sugeno [Jang93], i.e., o consequente de cada regra é uma combinação linear das entradas. Por fim, as variáveis sofrem um processo de desfuzificação que consiste em transformar a saída do processo de inferência difusa em valores escalares para cada variável. Para executar a desfuzificação existem vários métodos, sendo os mais utilizados os que seguidamente são descritos:

- M1 Método do primeiro máximo – é determinado o valor  $z_0$  que corresponde ao primeiro máximo da função de pertença.
- M2 Método da média dos máximos – é determinado o valor médio,  $MM$ , de todos os valores em que a função de pertença atinge o máximo, dado por:

$$MM = \sum_{i=1}^m \frac{x_i}{m} \quad (3.8)$$

- M3 Método do centróide – é determinado o centróide da área debaixo da função de pertença e a saída do bloco de desfuzificação é a abcissa do centróide,  $MC$ , dada por:

$$MC = \begin{cases} \frac{\sum_x \mu_A(x) \cdot x}{\sum_x \mu_A(x)} & \text{se } x \text{ é discreto} \\ \frac{\int_x \mu_A(x) \cdot x \, dx}{\int_x \mu_A(x) \, dx} & \text{se } x \text{ é contínuo} \end{cases} \quad (3.9)$$

A NN tem a vantagem sobre a lógica difusa na medida em que o conhecimento é adquirido automaticamente durante o processo de aprendizagem. No entanto, esse conhecimento não pode ser extraído a partir da rede treinada. O sistema difuso pode ser desenvolvido através das suas regras, mas estas são difíceis de definir quando o sistema tem muitas variáveis e a relação entre elas é complexa. A combinação de NN com um sistema difuso proporciona vantagens que derivam das que ambos apresentam. Num sistema neuro-difuso, a NN extrai as regras difusas a partir dos dados numéricos e, através do processo de aprendizagem, as funções de pertinência são ajustadas [Yun08]. O ANFIS utiliza como estrutura básica uma arquitetura de inferência, a qual pode ser interpretada como uma NN com cinco camadas, cada uma delas constituída por nós. Uma para arquitectura o ANFIS constituída com cinco camadas é apresentada na Figura 3.8.

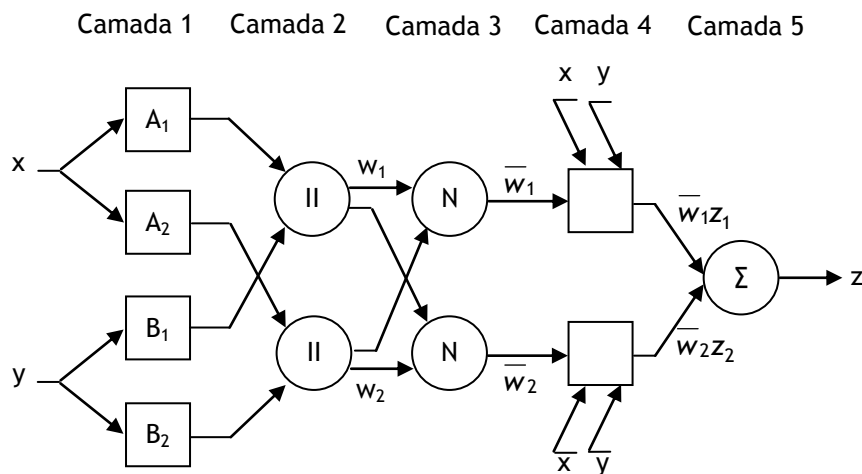


Figura 3.8: Arquitectura do ANFIS.

A primeira camada é constituída por nós adaptativos, i.e., possuem parâmetros que podem ser ajustados, e realiza a fuzificação de cada variável de entrada  $x$  e  $y$  das correspondentes variáveis difusas. As saídas desta camada são os valores de pertinência, dados por:

$$O_i^1 = \mu_{A_i}(x), \quad i = 1, 2 \quad (3.10)$$

ou

$$O_i^1 = \mu_{B_{i-2}}(y), \quad i = 3, 4 \quad (3.11)$$

em que  $x$  e  $y$  é a entrada do nó  $i$ ,  $A_i$  é o valor difuso linguístico associado à função de nó, i.e.,  $O_i^1$  é a função de pertinência de  $A_i$  e especifica o grau de pertinência com que a entrada  $x$  satisfaz o valor linguístico  $A_i$ .

A função de pertinência utilizada para  $A$  e  $B$  é descrita pela função sino, devido a poder ser diferenciável [Jang93], sendo dada por:

$$\mu_{A_i}(x) = \frac{1}{1 + \left| \frac{x - r_i}{p_i} \right|^{2q_i}} \quad (3.12)$$

em que  $\{p_i, q_i, r_i\}$  é um conjunto de parâmetros ajustáveis para as funções de pertinência denominados de parâmetros antecedentes. A camada 2 é constituída por nós não adaptativos, i.e., não possui parâmetros a serem ajustados. Nesta camada é calculado o produto dos sinais de entrada, sendo o resultado a saída  $w_i$ , dada por:

$$O_i^2 = w_i = \mu_{A_i}(x) \mu_{B_i}(y), \quad i = 1, 2 \quad (3.13)$$

Cada saída  $w_i$  corresponde à intensidade de disparo de uma regra, i.e., calcula com que grau de pertinência o consequente da regra está a ser atendido. A camada 3 é constituída por nós não adaptativos. Nesta camada é calculada em cada nó a razão entre a intensidade de disparo da  $i$ -ésima regra,  $w_i$ , e a soma dos disparos de todas as outras regras, dada por:

$$O_i^3 = \bar{w}_i = \frac{w_i}{w_1 + w_2}, \quad i = 1, 2 \quad (3.14)$$

As saídas desta camada são denominadas de intensidade de disparo normalizado. A camada 4 é constituída por nós adaptativos cuja função é dada por:

$$O_i^4 = \bar{w}_i z_i = \bar{w}_i (a_i x + b_i y + c_i), \quad i = 1, 2 \quad (3.15)$$

em que  $\bar{w}_i$ ,  $i=1,2$ , são as saídas da camada 3 e  $\{a_i, b_i, c_i\}$  é o conjunto de parâmetros a ser ajustados. Estes parâmetros são denominados de parâmetros consequentes. As saídas são calculadas pelo produto entre a intensidade de disparo normalizado e o valor do consequente da regra dado por uma combinação afim das variáveis de entradas. A camada 5 é constituída por apenas um nó não adaptativo que calcula a saída final, efectuando a soma de todos os sinais de entrada provenientes da camada 4 cuja saída é dada por:

$$O_i^5 = \sum_i \bar{w}_i z_i = \frac{\sum_i w_i z_i}{\sum_i w_i} \quad (3.16)$$

### 3.2.3. Optimização por Enxame de Partículas

Em 1995, Kennedy e Eberhart introduziram o primeiro conceito de PSO. Este conceito foi uma das primeiras metodologias classificadas como sendo um método computacional evolucionário desenvolvido para lidar com a solução de problemas de suporte   tomada de decisões envolvendo a optimização desses problemas, ultrapassando os impedimentos dos métodos de optimização clássica.

O PSO é um método de pesquisa onde cada potencial solução é representada por uma partícula da população. As partículas apresentam um movimento semelhante ao que realizam os pássaros quando se movimentam em bando. A mudanç a de posição das partículas no espaço de pesquisa é baseada na tendência dos indivíduos copiarem outros indivíduos bem-sucedidos.

A exploração deste método de optimização tem sido frequentemente utilizado devido à flexibilidade que o respectivo algoritmo apresenta no que respeita à resolução de problemas de optimização [Yu04]. Em [Heo06]   concluido que o PSO tem sido aplicado com sucesso em diversos problemas de optimização no âmbito de aplicações com interesse em engenharia.

Considerando um problema de optimização em que o espaço de solução    $D$ -dimensional, o enxame formado por  $I$  partículas é inicializado, sendo que no instante inicial a posição,  $x$ , de cada partícula no espaço   aleatória. Posteriormente, a posição de cada partícula converge para o domínio das soluções admissíveis para o problema de optimização, tendendo após a continuação do processo de convergência para a solução óptima. Para cada iteração a posição das mesmas é alterada de acordo com a sua experiência e a das suas vizinhas. Esta posição é alterada adicionando uma velocidade,  $v$ , que representa o motor do processo de optimização e reflecte a troca de informação entre as partículas.

Cada partícula do enxame é avaliada através de uma função aptidão que determina um valor, medindo o desempenho dessa partícula no que respeita à obtenção de uma solução mais favorável para o problema. A melhor posição de uma partícula é dada por  $P_{best}$  e a melhor partícula entre todas as partículas do enxame é designada por  $G_{best}$  [Kennedy98]. Conseqüentemente, para cada partícula   possível registar a sua melhor posição,  $P_{best}$ , relativamente às iterações anteriores. Ainda   possível registar a melhor posição de todas as partículas no enxame,  $G_{best}$ .

Pelo que, é possível proceder para que todas as partículas que se deslocam sobre o espaço de solução  $D$ -dimensional sejam actualizadas para as novas posições até que haja convergência para a posição global óptima [Valle08].

A posição e a velocidade de uma partícula são actualizadas utilizando as expressões [Eberhart01], dadas por:

$$x_i(t) = x_i(t-1) + v_i(t) \quad (3.17)$$

$$v_i(t) = \omega v_i(t-1) + \rho_1(x_{pbest_i} - x_i(t)) + \rho_2(x_{Gbest} - x_i(t)) \quad (3.18)$$

em que  $\omega$  é o peso inercial,  $\rho_1$  e  $\rho_2$  são variáveis aleatórias definidas por  $\rho_1 = r_1 C_1$  e  $\rho_2 = r_2 C_2$ , em que  $r_1, r_2 \sim U(0, 1)$  são números aleatórios entre 0 e 1,  $C_1$  e  $C_2$  são respectivamente as constantes de aceleração cognitiva e social [Boeringer04].

O mecanismo de pesquisa utilizado pelo método PSO que permite actualizar a velocidade e a posição das partículas é apresentado na Figura 3.9.

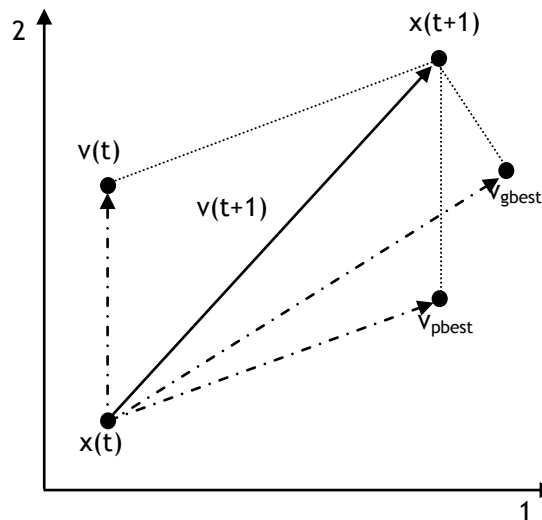


Figura 3.9: Actualização para as partículas utilizando o método PSO.

As constantes de aceleração  $C_1$  e  $C_2$  são factores de escala que determinam respectivamente o posicionamento de uma partícula relativamente a  $P_{best}$  e  $G_{best}$ . Os valores atribuídos a estas constantes afectam o deslocamento das partículas pelo que, valores pequenos tendem a facilitar a exploração local e valores grandes favorecem a exploração global. Nesta tese, o valor atribuído a cada uma destas constantes foi 2 tendo como base o trabalho desenvolvido por [Eberhart01a, Ozcan99].

O peso inercial em (3.18), além das constantes de aceleração, determina a influência das velocidades anteriores na nova velocidade, estabelecendo um equilíbrio entre a exploração local e global do espaço de solução  $D$ -dimensional. A correcção do peso inercial no decorrer das iterações permite reduzir o número de iterações e, conseqüentemente aumentar a rapidez de convergência para a solução óptima [Valle08]. A função utilizada nesta tese que permite fazer a correcção do peso inercial foi apresentada em [Kennedy98], sendo dada por:

$$\omega = \omega_{\max} - \frac{\omega_{\max} - \omega_{\min}}{t_{\max}} t \quad (3.19)$$

em que  $\omega_{\max}$  e  $\omega_{\min}$  são os pesos inercial inicial e final,  $t$  é o numero da iteração actual e  $t_{\max}$  é o numero máximo de iterações.

O critério de paragem, que avalia a proximidade da convergência, para o algoritmo corresponde a avaliar os valores das velocidades entre duas iterações e determinar quando a alteração desses valores obedecem a um mínimo pré-estabelecido. O algoritmo PSO utilizado nesta tese é apresentado em seguida [Shi04]:

- P1 Inicializar o enxame com  $I$  partículas. Para cada partícula  $i$ , a posição  $x_i(t)$  e a velocidade  $v_i(t)$  são inicializadas aleatoriamente. Inicializar o índice de iteração a zero,  $t = 0$ .
- P2 Avaliar a função aptidão,  $F$ , em cada partícula, utilizando a sua posição actual,  $x_i(t)$ .
- P3 Comparar o desempenho de cada partícula com o seu melhor desempenho até à iteração actual,  $P_{best_i}$ . Se  $F(x_i(t)) < P_{best_i}$  então,  $P_{best_i} = F(x_i(t))$  e  $x_{P_{best_i}} = x_i(t)$ .
- P4 Comparar o desempenho de cada partícula com o seu melhor desempenho global,  $G_{best}$ . Se  $F(x_i(t)) < G_{best}$  então,  $G_{best} = F(x_i(t))$  e  $x_{G_{best}} = x_i(t)$ .
- P5 Modificar as velocidades de cada partícula utilizando a expressão (3.18).
- P6 Actualizar a posição das partículas utilizando a expressão (3.17).
- P7 Se o número da iteração corrente atingir o número máximo predefinido ou o resultado satisfizer o critério de convergência estabelecido, então terminar o processo iterativo e recolher a melhor solução. Caso contrário, retornar ao Passo P2.

Como exemplo de aplicação do algoritmo PSO, é em seguida apresentado um problema cuja finalidade é minimizar uma função objectivo dada por:

$$F(x_1, x_2, x_3) = x_1 + x_2 - x_3^2 \quad (3.20)$$

sujeito a que as variáveis pertençam a  $[0, 1]$  e a sua soma seja não superior a 2. A inicialização, é feita por um enxame de 4 partículas. Os valores para as constantes da expressão (3.18) são:  $\omega = 1$ ,  $C_1 = C_2 = 2$  e  $r_1 = r_2 = 0,1$ . Para cada partícula  $i$ , a posição  $x_i(t)$  e a velocidade  $v_i(t)$  são inicializadas aleatoriamente para a iteração  $t = 0$ , tendo após o processo aleatório os valores mostrados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Inicialização das 4 partículas

Partícula	$x_1(0)$	$x_2(0)$	$x_3(0)$	$F(x_1, x_2, x_3)$	$G_{best}$	$v_1(0)$	$v_2(0)$	$v_3(0)$
1	0,21	0,35	0,14	0,54		0,06	0,11	0,29
2	0,17	0,40	0,25	0,51		0,07	0,02	0,24
3	0,20	0,32	0,13	0,50		0,21	0,33	0,17
4	0,26	0,43	0,22	0,64		0,16	0,19	0,09

A partir das velocidades geradas aleatoriamente para a iteração inicial é possível determinar as novas posições das partículas através da expressão (3.17) como é apresentado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Primeira iteração

Partícula	$x_1(1)$	$x_2(1)$	$x_3(1)$	$F(x_1, x_2, x_3)$	$G_{best}$
1	0,27	0,46	0,43	0,55	
2	0,24	0,42	0,49	0,42	
3	0,41	0,65	0,30	0,97	
4	0,42	0,62	0,31	0,94	

Após obter a população correspondente à segunda iteração, a melhor posição individual,  $P_{best_i}$ , para cada partícula é:

Partícula 1:  $\min\{0,54, 0,55\} = 0,54 \rightarrow (0,21, 0,35, 0,14)$

Partícula 2:  $\min\{0,51, 0,42\} = 0,42 \rightarrow (0,24, 0,42, 0,49)$

Partícula 3:  $\min\{0,50, 0,97\} = 0,50 \rightarrow (0,20, 0,32, 0,13)$

Partícula 4:  $\min\{0,64, 0,94\} = 0,64 \rightarrow (0,26, 0,43, 0,22)$

A melhor posição até à segunda iteração de todas as partículas no enxame  $G_{best}$ , referente à melhor solução do problema, é  $F(0,24, 0,42, 0,49) = 0,42$  para a partícula 2.

Após a convergência, sendo o critério dado pelo número de iterações máximo que é de 50 iterações, o resultado é apresentado na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Última iteração

Partícula	$x_1(50)$	$x_2(50)$	$x_3(50)$	$F(x_1, x_2, x_3)$
1	0	0	1	-1
2	0	0	1	-1
3	0	0	1	-1
4	0	0	1	-1

O valor da função objectivo correspondente ao ponto da melhor posição de todas partículas até à iteração corrente é apresentado na Figura 3.10.

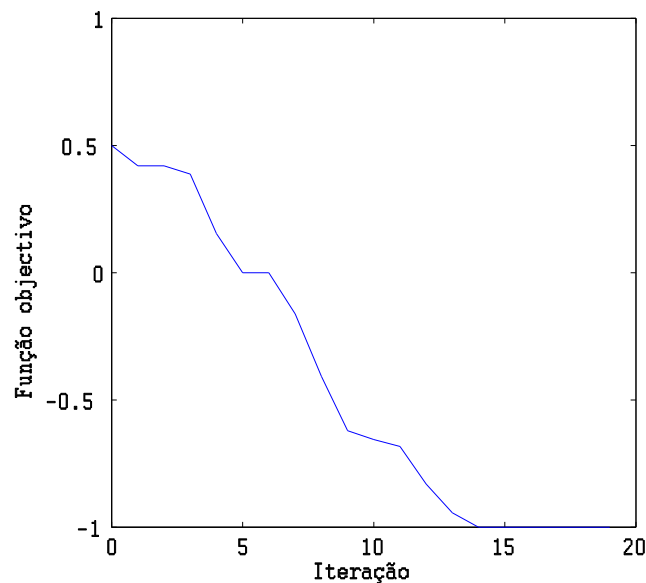


Figura 3.10: Função objectivo versus iteração.

Na Figura 3.10, o comportamento indicado, valor não crescente da função objectivo correspondente ao ponto da melhor posição de todas partículas versus iteração, é característico da aplicação PSO, visto que, este algoritmo assegura um comportamento não crescente. Pelo que, é observado que entre a primeira e a segunda iteração o valor corresponde a  $G_{best}$  não é melhorado, o mesmo é verificado entre a quinta e a sexta iteração. Este exemplo embora simples revela as propriedades do algoritmo PSO, mencionadas em [Valle08].

### 3.2.4. Metodologia Híbrida WPA

As fases fundamentais para caracterizar o processamento desta metodologia híbrida WPA: Dados de entrada, Decomposição *Wavelet*, Treino de dados, Núcleo ANFIS, Decisões, Reconstrução *Wavelet* e Previsão são ilustradas no algoritmo apresentado na Figura 3.11.

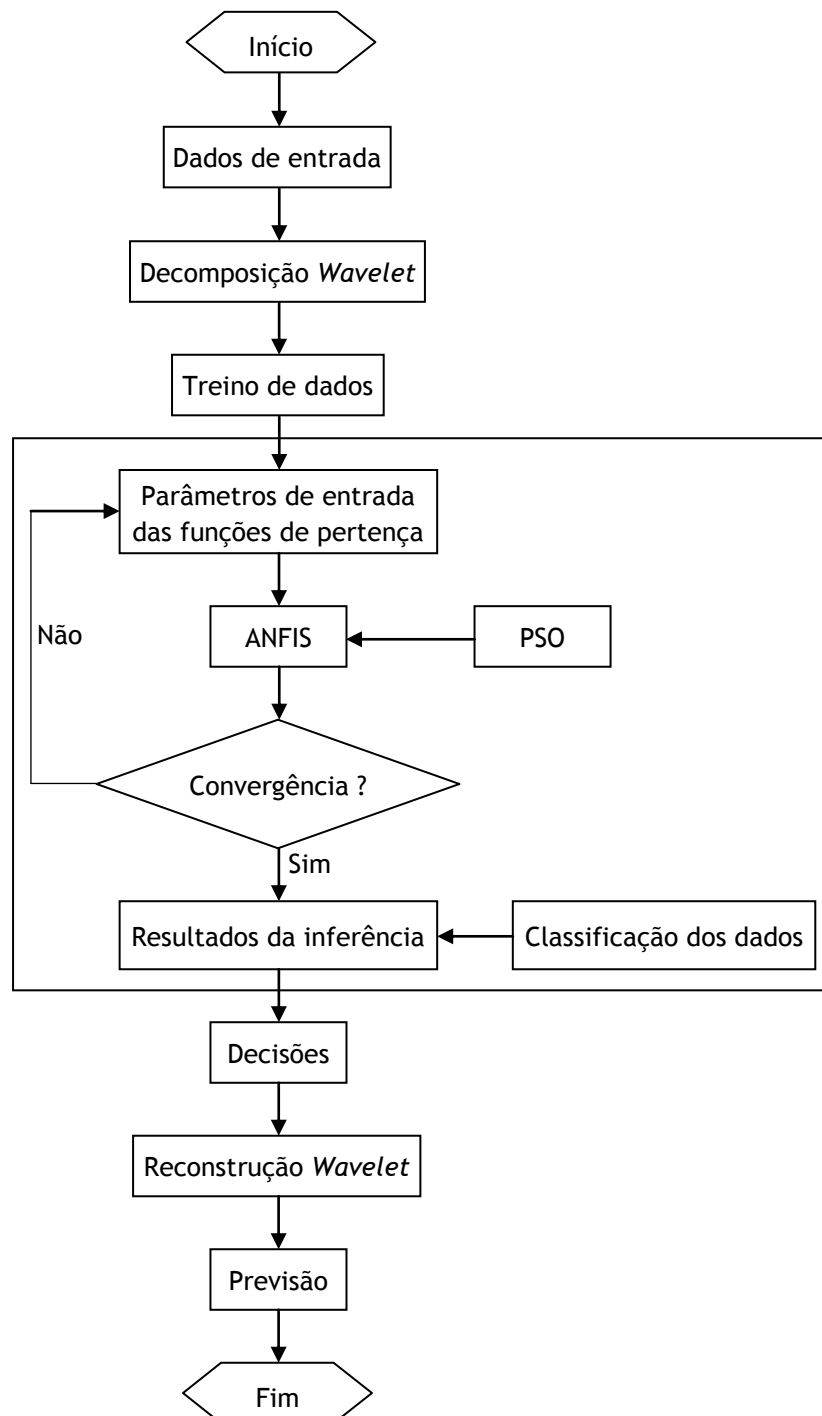


Figura 3.11: Fluxograma da metodologia híbrida WPA.

O algoritmo proposto combina a WT, o PSO e o ANFIS, tendo como aplicação a previsão para a potência eólica e para os preços da energia eléctrica com base em dados históricos disponíveis. A WT é inicialmente utilizada para decompor uma série formada pelos dados de entrada, normalmente caracterizada pela sua instabilidade e ruído, numa série que apresente um melhor comportamento. Posteriormente, os valores futuros desta série são previstos utilizando o ANFIS, sendo o PSO utilizado para beneficiar o desempenho do ANFIS. Este benefício do desempenho do ANFIS é conseguido, visto que, existe um processamento para treinar o algoritmo e consequentemente ajustar os parâmetros das funções de pertinência, atingindo um menor erro de previsão. Finalmente, a série de dados prevista pelo ANFIS é reconstruída através da transformada inversa de *Wavelet*, obtendo a previsão.

Na fase de Dados de entrada para implementar a metodologia híbrida WPA é utilizado, para armazenamento de informação, uma matriz com as séries de dados históricos introduzidas em cada coluna da matriz. Assim, cada coluna da matriz na aplicação apresentada nesta tese tem associado um perfil de potência eólica ou de preços da energia eléctrica previamente conhecidos. Seguidamente, dentro desta fase, são seleccionadas aleatoriamente quais as colunas que serão combinadas.

Na fase de Decomposição *Wavelet*, é feita a decomposição da combinação aleatória das colunas obtidas na fase anterior, recorrendo à DWT. Esta decomposição feita sobre a combinação aleatória das colunas obtidas é concretizada a partir da escolha de uma função *Wavelet* do tipo Db4, i.e., da família de funções *Wavelet*, bem como do número de níveis em que se deseja decompor a série, tendo-se optado por decompor em três níveis, um nível de aproximação (A) e dois de detalhe (D), como anteriormente referido. A escolha da função *Wavelet* mãe do tipo Db4 foi feita uma vez que oferece boa capacidade de aproximação e utiliza um número pequeno de coeficientes, o que torna o código rápido no processamento [Amjady09].

Posteriormente, à decomposição, a série detalhada, i.e., para altas resoluções, é analisada de modo que se faça uma selecção de coeficientes desta série. Esta selecção é conhecida como *thresholding* e consiste em eliminar os coeficientes menores que um determinado valor, com objectivo de melhorar a qualidade do sinal através da remoção de ruído. Finalmente, ocorre a reconstrução da série, i.e., a partir da série aproximada de nível N=3, com as séries detalhadas modificadas pelo processo *thresholding* - dos níveis 1 a N é obtida a série reconstruída. A série reconstruída será enviada à fase de treino de dados.

Na fase de Treino de dados, após definir por tentativa e erro os dados de treino e o número de iterações máximo para que haja convergência, denominado de número de épocas, a série reconstruída é sujeita a um processamento que permite ao sistema ajustar os seus parâmetros consoante as entradas versus saídas apresentadas. O processo de treino termina sempre que o número de épocas escolhido é atingido ou o objectivo do erro de treino é atingido.

Na fase ANFIS que é constituída pelos blocos: parâmetros de entrada das funções de pertinência; núcleo ANFIS; núcleo PSO; convergência; classificação de dados; e resultados da inferência.

No bloco dos Parâmetros de entrada das funções de pertinência, são introduzidas as funções triangulares anteriormente caracterizadas pelas suas vantagens. No bloco do núcleo ANFIS, a inferência neuro-difusa é otimizada adaptando os parâmetros das funções de pertinência. O núcleo PSO é utilizado para treinar os parâmetros associados às funções de pertinência do ANFIS. Neste núcleo é construído um vector de dimensão  $N$ , onde  $N$  é igual ao número de funções de pertinência. Este vector contém os parâmetros dessas funções e posteriormente será otimizado pelo algoritmo PSO anteriormente descrito na secção 3.2.3. A função considerada como função aptidão é o erro quadrado médio. Os parâmetros associados ao algoritmo do PSO, como, o número de partículas, o número de iterações, as acelerações cognitiva e social, os pesos de inércia inicial e final são escolhidos por um procedimento de tentativa e erro, sendo esses parâmetros apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Parâmetros do PSO

Parâmetros	Valor
Número de partículas	25
Número de iterações	2000
Aceleração cognitiva $c_1$	2,0
Aceleração social $c_2$	2,0
Peso de inércia inicial $\omega_{\min}$	0,9
Peso de inércia final $\omega_{\max}$	0,4

Os parâmetros associados à função de pertinência são inicializados aleatoriamente e posteriormente actualizados utilizando o algoritmo PSO. Estes parâmetros estão agrupados num vector que vai sendo actualizado em cada iteração. Cada um desses

parâmetros é actualizado separadamente, i.e., na primeira iteração é actualizado o parâmetro  $p_i$ , na segunda iteração é actualizado o parâmetro  $q_i$ , sendo o procedimento repetido sucessivamente até se verificar o critério de convergência ou o número de iterações máximo ser atingido [Ghomsheh07]. Consequentemente, pode ser realizada a extracção da saída do ANFIS, utilizando os parâmetros obtidos pelo PSO, para o bloco de resultados da inferência. Neste bloco são convertidos os dados apresentados na forma de valores difusos em valores escalares, resultantes da aplicação de regras difusas geradas automaticamente pelo ANFIS. A aplicação automática de regras difusas é possível mediante o processo de classificação dos dados. Após a consideração desse processo proveniente do bloco da classificação dos dados termina a fase ANFIS com a obtenção das decisões, fase de decisões. Na fase de Reconstrução *Wavelet*, a função Db4 é utilizada novamente para melhorar a previsão obtida pelo ANFIS, pelo que é no final desta fase que é obtida a previsão resultante da metodologia híbrida WPA.

### 3.3. Medidas do Erro de Previsão

Na avaliação do desempenho da metodologia híbrida WPA para a previsão da potência eólica, num horizonte temporal de 24 horas, e dos preços da energia eléctrica, num horizonte temporal de 168 horas, são utilizados nesta tese diferentes critérios. Os critérios utilizados são:

- C1 Erro médio absoluto em percentagem.
- C2 Variância do erro.
- C3 Erro médio absoluto normalizado.

O critério do erro médio absoluto em percentagem determina o MAPE (%) dado por:

$$MAPE = \frac{100}{K} \sum_{k=1}^K \frac{|\hat{p}_k - p_k|}{\bar{p}} \quad (3.21)$$

$$\bar{p} = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K p_k \quad (3.22)$$

em que  $\hat{p}_k$  e  $p_k$  são, respectivamente, o valor previsto e o valor verificado na hora  $k$ ,  $\bar{p}$  é o valor médio dos valores associados com a série de dados verificados, durante o horizonte temporal considerado, sendo  $K$  o número total de horas.

O critério da variância do erro é uma medida estatística, que quanto menor for esta variação mais precisa é a previsão [Conejo05]. Esta variação é dada por:

$$\sigma_e^2 = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K \left( \frac{|\hat{p}_k - p_k|}{\bar{p}} - e \right)^2 \quad (3.23)$$

$$e = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K \frac{|\hat{p}_k - p_k|}{\bar{p}} \quad (3.24)$$

O critério do erro médio absoluto normalizado é utilizado como medida de erro da previsão da potência eólica, determinando o NMAE dado por:

$$NMAE = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K \frac{|\hat{p}_k - p_k|}{p_{inst}} \quad (3.25)$$

em que  $p_{inst}$  corresponde à potência instalada no sistema eólico.

### 3.4. Resultados Numéricos

Neste subcapítulo são apresentados os resultados numéricos obtidos, ilustrando o desempenho da metodologia híbrida WPA. A metodologia híbrida WPA foi implementada num computador com processador a 2.0-GHz e 1 GB de RAM, utilizando a aplicação informática MATLAB.

#### 3.4.1. Caso\_A - Previsão da Potência Eólica

Neste caso, o objectivo do estudo é simular e prever o comportamento da potência eólica, sendo o horizonte temporal para a previsão de um dia, discretizando o dia em intervalos de quinze minutos. A análise prática da metodologia proposta foi conseguida utilizando os dados históricos correspondentes à potência eólica verificada nos três dias precedentes ao dia considerado em previsão. Estes dados históricos são obtidos por telemedida e disponibilizados *online* no *site* da REN [REN10]. Os dias em previsão foram seleccionados aleatoriamente, em cada estação do ano e correspondem aos dias: 3 de Julho de 2007, 31 de Outubro de 2007, 14 de Janeiro de 2008 e 2 de Abril de 2008. Assim, esses dias não foram deliberadamente escolhidos, pelo que as conclusões retiradas não foram favorecidas.

O vento é um fenómeno meteorológico caracterizado pela sua elevada intermitência e volatilidade. Esta intermitência e volatilidade podem ser observadas no horizonte a que se reporta o dia seleccionado no Inverno, correspondente ao mês de Janeiro de 2008, como é apresentado na Figura 3.12.

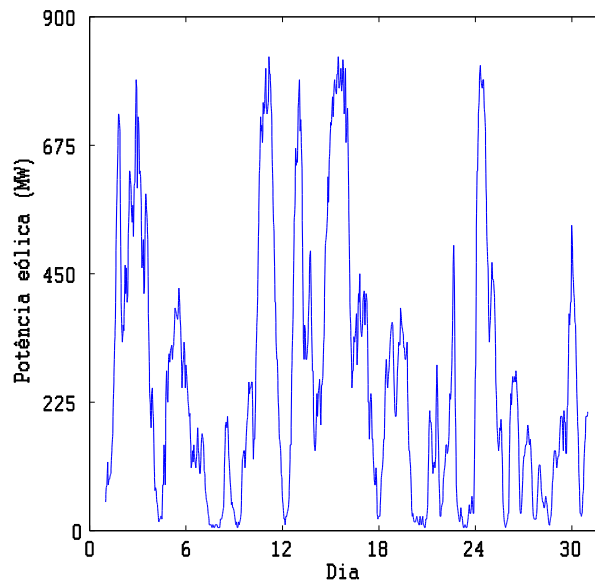


Figura 3.12: Perfil de potência eólica em Portugal, em Janeiro de 2008.

A potência eólica prevista com a metodologia híbrida WPA e a potência eólica verificada para os dias de Inverno e Primavera, são apresentadas na Figura 3.13.

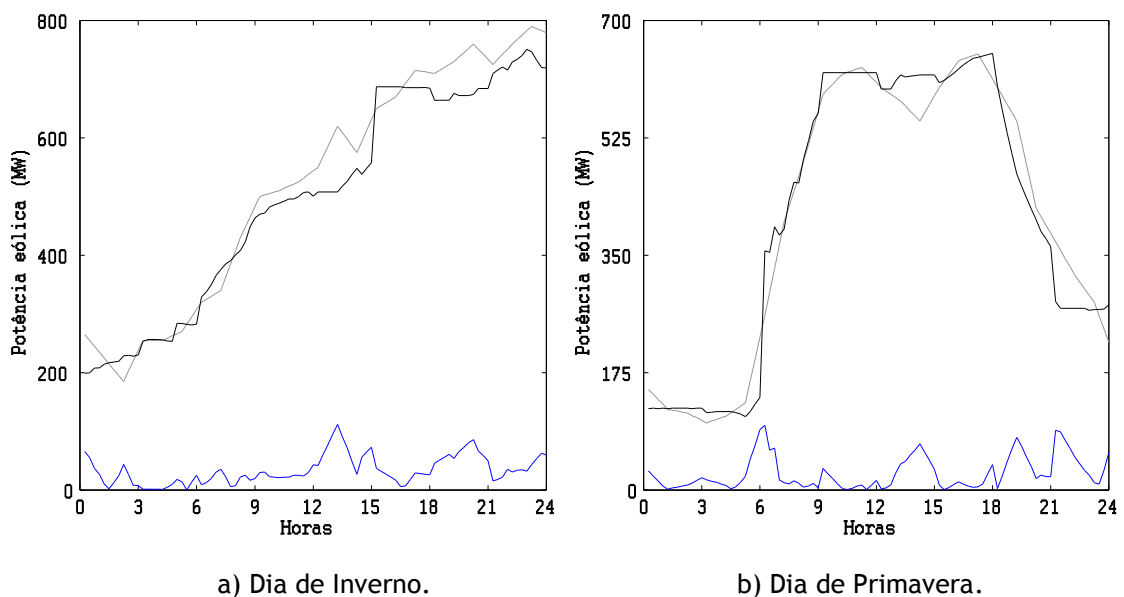


Figura 3.13: Potência eólica prevista, traço a negro, juntamente com a potência eólica verificada, traço a cinzento; valor absoluto do erro de previsão, traço a azul.

A potência eólica prevista com a metodologia híbrida WPA e a potência eólica verificada para os dias de Verão e Outono são apresentadas na Figura 3.14.

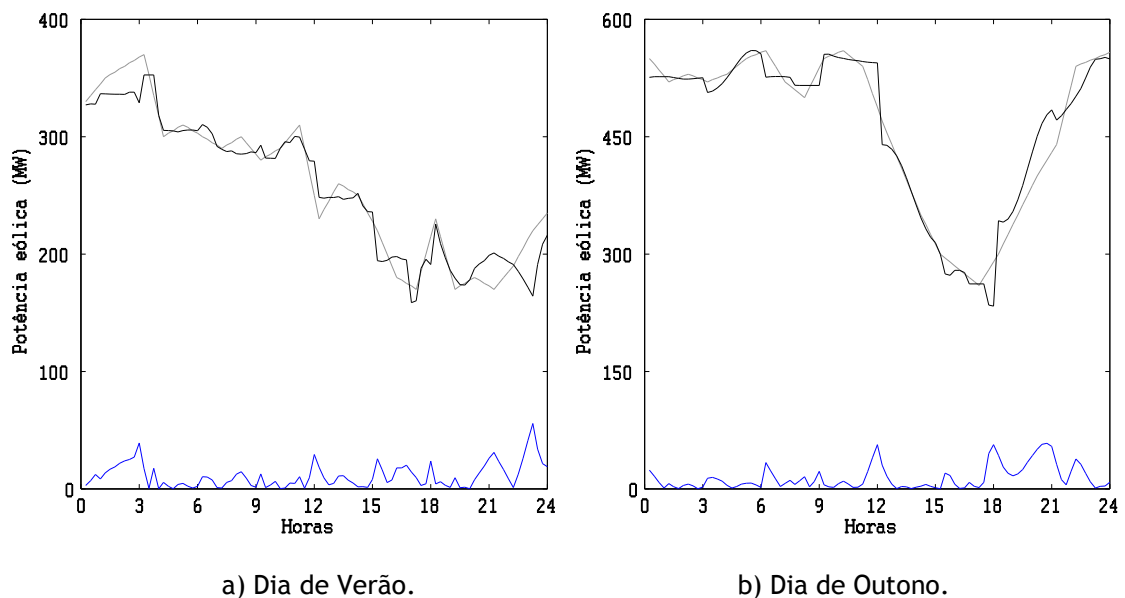


Figura 3.14: Potência eólica prevista, traço a negro, juntamente com a potência eólica verificada, traço a cinzento; valor absoluto do erro de previsão, traço a azul.

Nas Figuras 3.13 e Figura 3.14, são não só apresentadas a potência prevista, traço negro, e a potência verificada, traço cinzento, mas também é apresentado o erro absoluto, traço azul, obtido em cada estação.

Os erros absolutos obtidos nas simulações permitem concluir a proficiência da previsão. No entanto, é referenciado na literatura que os resultados obtidos para a previsão da potência eólica não necessitam de ser perfeitos. Vários estudos efectuados levaram a concluir que a utilidade da previsão não depende do facto de ser perfeita para ser útil [Ahlstrom11, Ferreira10], mas tem que captar os comportamentos fundamentais para que a tomada de decisão possa ser adequada.

Uma grande alteração na produção de energia eólica em um curto intervalo de tempo constituiu um evento denominado por evento de rampa ou *ramp forecasting* na literatura anglo-saxónica [Kamath10].

Na Figura 3.13 b), é apresentada a ocorrência de um evento de rampa para a hora 6 do dia de Primavera. A ocorrência deste evento é um facto que permite concluir que a metodologia híbrida WPA demonstra ser capaz de prever aceitavelmente este evento, sendo esta capacidade de previsão muito útil, visto que, possibilita um melhor suporte à tomada de decisão.

Uma comparação entre a metodologia híbrida WPA e as metodologias Persistência, ARIMA, NN, NNWT, NF e WNF, utilizando o critério MAPE é apresentada na Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Valor do MAPE (%) obtido por metodologia

	Inverno	Primavera	Verão	Outono	Média
Persistência	13,89	32,40	13,43	16,49	19,05
ARIMA	10,93	12,05	11,04	7,35	10,34
NN	9,51	9,92	6,34	3,26	7,26
NNWT	9,23	9,55	5,97	3,14	6,97
NF	8,85	8,96	5,63	3,11	6,64
WNF	8,34	7,71	4,81	3,08	5,99
WPA	6,47	6,08	4,31	3,07	4,98

Na Tabela 3.6, a metodologia híbrida WPA apresenta o MAPE com valor médio ao longo das estações de 4,98% e apresenta melhores valores de previsão que as outras metodologias indicadas na tabela. O MAPE médio em comparação com as outras metodologias apresenta uma diminuição respectivamente de 73,9%, 51,8%, 31,4%, 28,6%, 25,0% e 16,9%.

Os valores indicados na Tabela 3.6, para comodidade de leitura são representados na Figura 3.15.

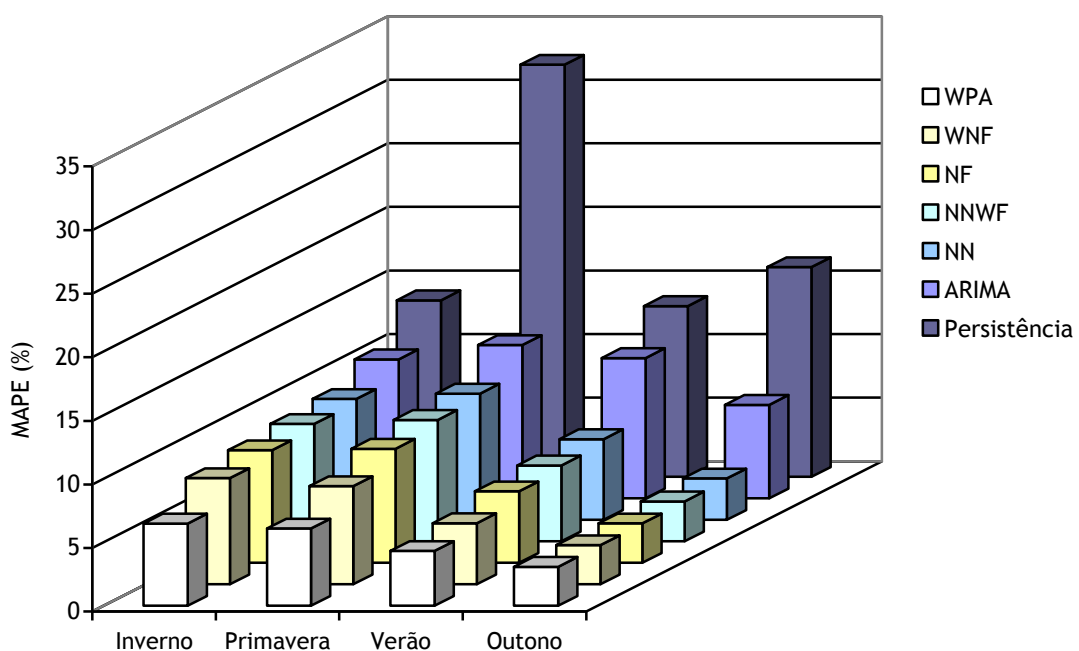


Figura 3.15: Evolução do erro para cada metodologia.

Na Figura 3.15, é possível observar que a metodologia híbrida WPA domina as restantes. A estabilidade dos resultados é feita com base na determinação do valor da variância do erro. Uma comparação entre a metodologia híbrida WPA e as metodologias Persistência, ARIMA, NN, NNWT, NF, WNF, utilizando o critério da variância do erro é apresentada na Tabela 3.7.

Tabela 3.7: Valor da variância do erro obtido por metodologia

	Inverno	Primavera	Verão	Outono	Média
Persistência	0,0074	0,0592	0,0085	0,0179	0,0233
ARIMA	0,0025	0,0164	0,0090	0,0039	0,0080
NN	0,0044	0,0106	0,0043	0,0010	0,0051
NNWT	0,0055	0,0083	0,0038	0,0012	0,0047
NF	0,0041	0,0086	0,0038	0,0008	0,0043
WNF	0,0046	0,0051	0,0021	0,0011	0,0032
WPA	0,0021	0,0035	0,0016	0,0011	0,0021

Na Tabela 3.7, a variância do erro médio ao longo das quatro estações é menor para a metodologia híbrida WPA, sendo também menor a variância do erro em cada estação relativamente às outras metodologias, exceptuando a metodologia NF no que diz respeito à estação de Outono onde o valor da variância do erro é de 0,0008 sendo o da metodologia híbrida WPA de 0,0011. A diminuição da variância do erro em relação às restantes metodologias é respectivamente de 91,0%, 73,8%, 58,8%, 55,3%, 51,1% e 34,4%.

Uma comparação entre a metodologia híbrida WPA e as outras seis metodologias anteriormente referidas com base no critério NMAE, sendo utilizado a potência instalada no sistema eólico que se assume com o valor de 1100 MW, é apresentada na Tabela 3.8.

Tabela 3.8: Valor do NMAE obtido por metodologia

	Inverno	Primavera	Verão	Outono	Média
Persistência	7,64	12,15	4,98	10,88	8,91
ARIMA	6,01	4,52	4,09	4,85	4,87
NN	5,22	3,72	2,35	2,15	3,36
NNWT	5,07	3,58	2,21	2,07	3,23
NF	4,86	3,36	2,09	2,05	3,09
WNF	4,58	2,89	1,78	2,03	2,82
WPA	3,56	2,28	1,60	2,02	2,37

Na Tabela 3.8, de novo é observado o comportamento mais favorável da metodologia híbrida WPA relativamente às outras. O desempenho da metodologia híbrida WPA, utilizando o critério NMAE para as estações de Inverno, Primavera, Verão e Outono é apresentado na Figura 3.16.

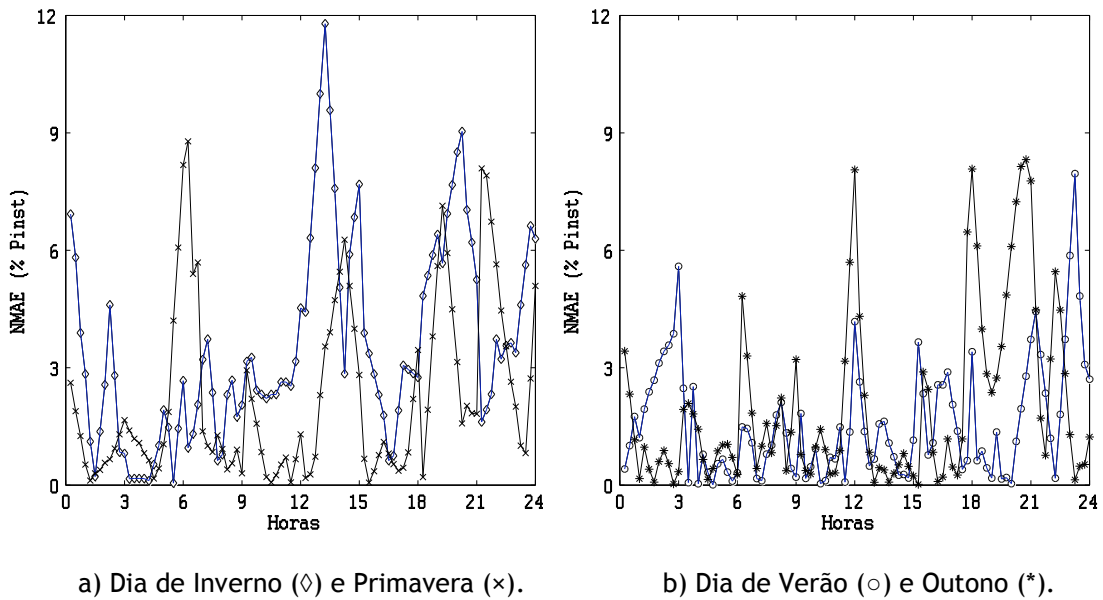


Figura 3.16: Desempenho da metodologia híbrida WPA, utilizando o critério NMAE.

Os resultados obtidos utilizando o critério NMAE permitem concluir que a metodologia híbrida WPA proposta apresenta um valor médio de 2,37% da capacidade instalada em potência eólica para no horizonte de previsão de 24 horas.

O tempo de computação requerido pela metodologia híbrida WPA é inferior a 1 minuto em cada previsão. A metodologia proposta apresenta uma melhor precisão da previsão como um tempo de computação aceitável.

A metodologia proposta apresenta uma menor exigência de processamento relativamente aos modelos físicos baseados em previsões numéricas do tempo, que requerem a resolução de sistemas equações diferenciais [Monteiro09]. No entanto, os modelos físicos têm em consideração vários factores, incluindo a rugosidade, a orografia, a pressão e a temperatura que podem em casos de necessidade de consideração desses factores justificar a sua utilização. Estes modelos exigem maior processamento e não são fiáveis quando é considerado o horizonte temporal a curto prazo, visto que, o tempo de computação é superior ao do horizonte temporal. Pelo que origina um atraso nas previsões que inutiliza o seu interesse como suporte à tomada de decisões [El-Fouly08].

### 3.4.2. Caso\_B - Previsão dos Preços da Energia Eléctrica

Nesta caso, o objectivo do estudo é simular e prever o comportamento dos preços da energia eléctrica, sendo o horizonte temporal para a previsão de uma semana, discretizando o dia em intervalos de uma hora. A análise prática da metodologia proposta foi conseguida utilizando os dados históricos dos preços do Mercado Eléctrico Espanhol em 2002. Os dados históricos utilizados na previsão dos preços da energia eléctrica correspondem aos preços verificados nas seis semanas precedentes à semana considerada. Os dados utilizados na previsão dos preços para a semana de Inverno correspondem à semana de 18-24 de Fevereiro de 2002, sendo os dados históricos os das semanas de 7 de Janeiro a 17 de Fevereiro de 2002; Primavera, 20-26 de Maio de 2002, dados históricos de 8 de Abril a 19 de Maio de 2002; Verão, 19-25 de Agosto de 2002, dados históricos de 8 de Julho a 18 de Agosto de 2002; Outono, 18-24 de Novembro de 2002, dados históricos de 7 de Outubro a 17 de Novembro de 2002.

A justificação para o uso destes dados deve-se não só ao facto do sector eléctrico em Espanha ser o único com o qual Portugal tem interligações, que influenciam o sector eléctrico em Portugal mas também pelo facto de existir diversa literatura que utiliza estes dados históricos o que torna possível a comparação dos resultados com os da metodologia híbrida WPA.

Os preços médios diários do Mercado Eléctrico Espanhol em 2002 são apresentados na Figura 3.17.

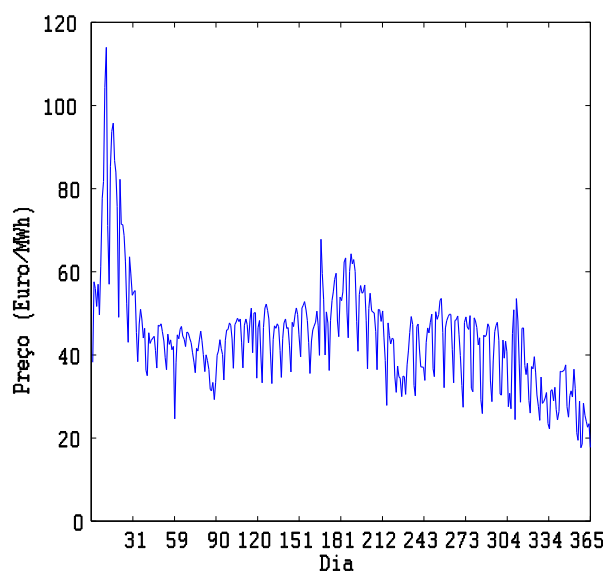


Figura 3.17: Preços médios diários do Mercado Eléctrico Espanhol em 2002.

A influência dos dados históricos dos preços, resultante das características de sazonalidade diária e semanal do perfil dos preços, é considerada a mais importante influência para a previsão dos preços da energia eléctrica [Nogales02]. Ainda, para efeitos de comparação com outras metodologias de previsão apresentadas na literatura não foram consideradas variáveis exógenas, como, a temperatura, a humidade e o vento.

Os preços previstos com a metodologia híbrida WPA e os preços verificados para as semanas de Inverno, Primavera, Verão e Outono são apresentados na Figura 3.18.

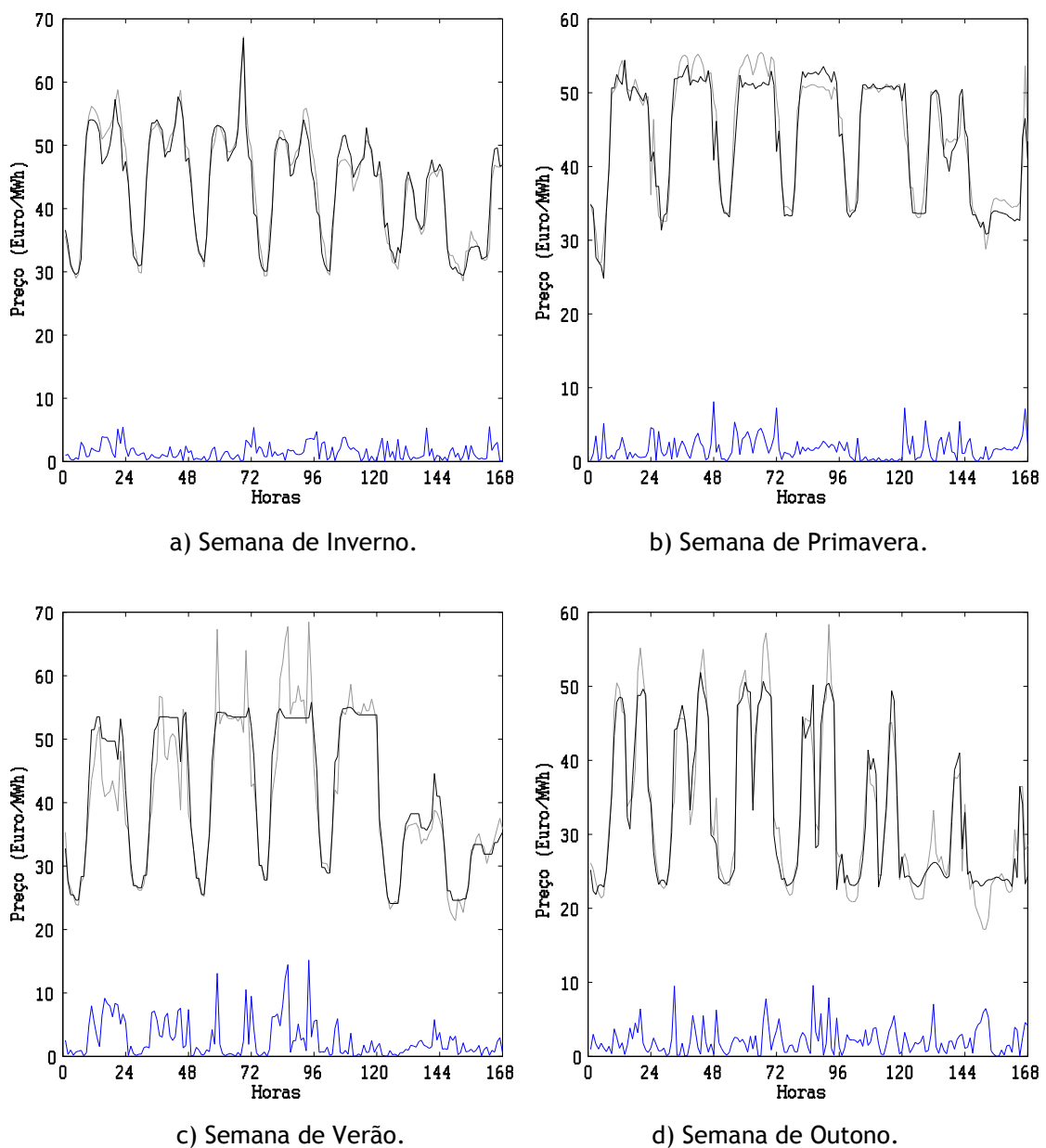


Figura 3.18: Preços horários previstos, traço negro, juntamente com os preços verificados, traço a cinzento; valor absoluto do erro de previsão, traço a azul.

Na Figura 3.18, são apresentados os preços previstos, traço negro, os preços verificados, traço cinzento, o erro absoluto, traço azul. Os erros absolutos permitem concluir a proficiência da previsão. Uma comparação entre a metodologia híbrida WPA e as metodologias ARIMA, *mixed-model*, NN, *Wavelet*-ARIMA, WNN, FNN, HIS, AWNN, NNWT e CNEA, utilizando o critério MAPE é apresentada na Tabela 3.9.

Tabela 3.9: Valor do MAPE (%) obtido por metodologia

	Inverno	Primavera	Verão	Outono	Média
ARIMA [Contreras03]	6,32	6,36	13,39	13,78	9,96
Mixed-model [Garcia-Martos07]	6,15	4,46	14,90	11,68	9,30
NN [Catalão07]	5,23	5,36	11,40	13,65	8,91
<i>Wavelet</i> -ARIMA [Conejo05]	4,78	5,69	10,70	11,27	8,11
WNN [Lora07]	5,15	4,34	10,89	11,83	8,05
FNN [Amjady06]	4,62	5,30	9,84	10,32	7,52
HIS [Amjady09a]	6,06	7,07	7,47	7,30	6,97
AWNN [Pindoriya08]	3,43	4,67	9,64	9,29	6,75
NNWT [Catalão09]	3,61	4,22	9,50	9,28	6,65
CNEA [Amjady09b]	4,88	4,65	5,79	5,96	5,32
WPA	3,37	3,91	6,50	6,51	5,07

Na Tabela 3.9, a metodologia híbrida WPA, apresenta melhores valores de média de previsão que as indicadas na tabela. O MAPE médio em comparação com as outras metodologias apresenta uma diminuição respectivamente de 49,1%, 45,5%, 43,1%, 37,5%, 37,0%, 32,6%, 27,3%, 24,9%, 23,8% e 4,7%. Uma comparação com as metodologias ARIMA, NN, *Wavelet*-ARIMA, FNN, AWNN, NNWT, HIS, CNEA, WPA, utilizando o critério da variância do erro médio é apresentada Tabela 3.10.

Tabela 3.10: Valor da variância do erro obtido por metodologia

	Inverno	Primavera	Verão	Outono	Média
ARIMA [Contreras03]	0,0034	0,0020	0,0158	0,0157	0,0092
NN [Catalão07]	0,0017	0,0018	0,0109	0,0136	0,0070
<i>Wavelet</i> -ARIMA [Conejo05]	0,0019	0,0025	0,0108	0,0103	0,0064
FNN [Amjady06]	0,0018	0,0019	0,0092	0,0088	0,0054
AWNN [Pindoriya08]	0,0012	0,0031	0,0074	0,0075	0,0048
NNWT [Catalão09]	0,0009	0,0017	0,0074	0,0049	0,0037
HIS [Amjady09a]	0,0034	0,0049	0,0029	0,0031	0,0036
CNEA [Amjady09b]	0,0036	0,0027	0,0043	0,0039	0,0036
WPA	0,0008	0,0013	0,0056	0,0033	0,0027

Na Tabela 3.10, a variância do erro médio ao longo das quatro estações para a metodologia híbrida WPA, sendo também menor a variância do erro em cada estação relativamente às outras metodologias, exceptuando a metodologia HIS no que diz respeito à estação de Verão onde o valor da variância do erro é de 0,0029 sendo o da metodologia híbrida WPA de 0,0056. A diminuição da variância do erro em relação às restantes metodologias é respectivamente de 70,7%, 61,4%, 57,8%, 50,0%, 43,8%, 27,0%, 25,0% e 25,0%. O facto dos valores da variância do erro, correspondentes às metodologias *Mixed-model* e WNN, não constarem na Tabela 3.10 deve-se a esta informação não ser apresentada nas referências [Garcia-Martos07, Lora07].

Os erros diários para as quatro semanas consideradas, utilizando a metodologia NN, NNWT e WPA são apresentados na Figura 3.19.

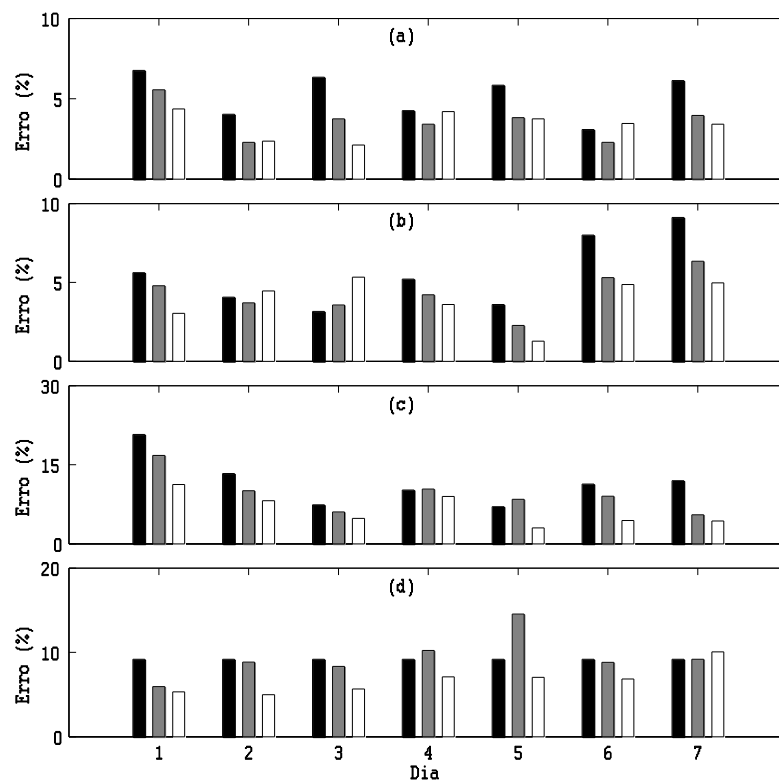


Figura 3.19: Erros diários relativos às metodologias NN, NNWT e WPA para as semanas analisadas: (a) Inverno, (b) Primavera, (c) Verão e (d) Outono.

Na Figura 3.19, o desempenho da metodologia híbrida WPA é globalmente superior em comparação com o desempenho das restantes metodologias.

O tempo de computação requerido pela metodologia híbrida WPA é inferior a 1 minuto em cada previsão, enquanto pela metodologia CNEA é cerca de 40 minutos reportado em [Amjady09b].

Conseqüentemente, a concepção da metodologia híbrida WPA constitui uma contribuição para a resolução de problemas que envolvem a previsão a curto prazo. O sucesso atingido da metodologia proposta advém da combinação da WT, do ANFIS, sendo relevante o PSO, visto que, exibe boas propriedades de convergência que permitem que seja obtida uma melhor previsão.

### **3.5. Conclusão**

O interesse em desenvolver novas metodologias de previsão para o apoio à decisão dos participantes do mercado, em particular a curto prazo, tem vindo a ser acentuada com a reestruturação do sector eléctrico. A previsão da potência eólica e dos preços da energia eléctrica é de extrema importância, visto que, representa uma vantagem competitiva para os participantes do mercado. Os resultados obtidos pelas metodologias de previsão são decisivos para que se possa proceder a uma optimização quer da exploração de recursos energéticos, quer da compra de energia eléctrica por parte dos consumidores, visando o melhor aproveitamento da participação no mercado de energia eléctrica.

A metodologia híbrida WPA, proposta nesta tese, é baseada na combinação da WT, do PSO e do ANFIS. As características das regras de inferência são automática e dinamicamente actualizadas no ANFIS. O PSO é utilizado em conjunto com a metodologia ANFIS para melhorar o desempenho desta. Os resultados obtidos nas simulações permitem concluir pela proficiência da metodologia proposta, visto que, se adapta com facilidade às previsões a curto prazo requeridas pelos participantes do mercado, utilizando somente uma base de dados constituída por dados históricos. Estes dados históricos são facilmente obtidos pelos participantes do mercado, enquanto outros dados que estão associados com variáveis exógenas podem eventualmente não estar disponíveis em tempo útil.

A metodologia proposta apresenta um tempo de computação aceitável, sendo nas simulações realizadas o tempo de computação inferior a 1 minuto. Pelo que, a metodologia proposta além de ser inovadora e eficaz tem vantagens no suporte à decisão a curto prazo em tempo útil.

## Capítulo 4

# Optimização da Exploração de um Sistema Hidroeléctrico

Neste capítulo é apresentada uma introdução sobre o programa “20/20/20” da União Europeia que pretende melhorar a eficiência das tecnologias actuais e proteger o ambiente. Ainda, na introdução são abordadas as políticas relacionadas com as principais estratégias energéticas para Portugal, sendo uma das estratégias relevantes a aposta na expansão do sistema hidroeléctrico. É apresentada a classificação e modelização das empresas produtoras no que respeita à influência destas sobre o preço de mercado. É apresentada uma metodologia baseada em programação estocástica proposta para a resolução do problema da optimização da exploração de curto prazo de um sistema hidroeléctrico, considerando o efeito de queda, a incerteza e risco a fim de proceder à obtenção das estratégias de oferta óptimas, em ambiente de mercado. Finalmente, são apresentados os resultados numéricos e as conclusões obtidas sobre o desempenho da metodologia proposta.

### 4.1. Introdução

A União Europeia está a proceder à implementação de objectivos ambiciosos, nomeadamente o programa “20/20/20” até 2020, visando uma redução de 20% das emissões antropogénicas dos GEE, um aumento de 20% na eficiência energética e um aumento da quota de energias renováveis para satisfazer 20% do consumo total de energia [EU08], representando um avanço importante nas políticas energéticas e ambientais. Para concretizar estes objectivos, a energia hidroeléctrica é apresentada como uma das fontes de energias mais eficientes e com sustentabilidade ambiental como é o caso das centrais hidroeléctricas com potência instalada inferior a 10 MW, ditas de mini-hídricas. Em Portugal, a potência total instalada, no sistema electroprodutor, no final do ano de 2011 atingiu o valor de 18901 MW, dos quais o valor de 8671 MW (46%) correspondem a centrais termoeléctricas, 5392 MW (29%) correspondem a centrais hidroeléctricas e 4081 MW (22%) correspondem a produtores

eólicos [REN12]. Estes valores foram atingidos em consequência de uma reestruturação significativa em 2006, resultado da implementação das Directivas 2003/54/CE e 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, respectivamente sobre a electricidade e o gás. Os principais objectivos desta reestruturação são [PNBEPH07]:

- O1 Garantir a segurança, regularidade e qualidade do abastecimento, diversificando os recursos primários utilizados, reforçando a utilização das FERs e promovendo a eficiência energética.
- O2 Estimular e favorecer a concorrência de forma a promover a defesa do consumidor, bem como a competitividade e a eficiência das empresas que operam no sector de energia eléctrica.
- O3 Assegurar o cumprimento das normas ambientais por parte do sector eléctrico, tendo como objectivo uma redução nos impactes que este sector ocasiona sobre o ambiente.

Por um lado, é pretendido melhorar a eficiência das tecnologias actuais e garantir a diversidade e segurança no fornecimento de energia e, por outro lado, proteger o ambiente cuja degradação é atribuída à excessiva utilização de combustíveis fósseis.

O aproveitamento do recurso endógeno hídrico em centrais hidroeléctricas, uma das tecnologias com maior destaque para a produção de energia eléctrica, é favorecido, visto que, a capacidade de bombagem é importante para a concretização do primeiro objectivo. Este favorecimento é explícito nas metas delineadas no PNBEPH, em 2007, que possibilitam a Portugal reduzir a sua dependência energética através do aumento do aproveitamento do recurso endógeno e renovável e, simultaneamente, da segurança e potencial de gestão de outras FERs.

Apesar de Portugal ter metas ambiciosas em matéria de energias renováveis, a produção total de energia eléctrica a partir de FER apenas satisfaz 46% do consumo (eólica 18%, hídrica 22% e outras renováveis 6%) em 2011, inferior aos 52% registados no ano anterior, verificados com condições meteorológicas excepcionais [REN12]. No entanto, é de prever que a produção total de energia eléctrica supere o objectivo dos 60% em 2020, representando um desafio para o operador do sistema eléctrico obrigado a ter uma atenção especial ao modo como a produção de origem renovável é injectada na rede eléctrica [MIBEL11].

A energia hídrica e a energia eólica são as principais prioridades para a estratégia energética de Portugal. Na União Europeia, Portugal é apresentado como sendo um dos países com maior potencial hídrico por explorar. No [PNBEPH07], é referido que nos últimos 30 anos o país apresentou um crescimento pouco significativo na construção e reforço de infra-estruturas hidroeléctricas. O país dependeu de um regular abastecimento de fontes energéticas exógenas.

Após investimentos alocados para a actualização das infra-estruturas hidroeléctricas já existentes foi atingido o valor, anteriormente indicado, de 5392 MW de potência hídrica instalada em 2011 [REN12]. Para explorar melhor o potencial hídrico nacional, investimentos significativos estão previstos e delineados para reduzir a nossa dependência energética. Estes investimentos permitirão superar o valor de 7000 MW até 2020, resultando num aumento significativo do potencial hídrico explorado [PNBEPH07]. A exploração deste potencial hídrico funcionará no âmbito do MIBEL, onde todas as centrais, quer portuguesas quer espanholas, podem competir diariamente com base no preço de fecho de mercado, considerando o equilíbrio entre oferta e procura de energia eléctrica.

Por um lado, o aumento da produção proveniente de fontes de energia hídrica é claramente uma das principais prioridades para o futuro, visando aproximar Portugal a outros países de referência, por exemplo, a Áustria ou a Suécia [MEID10]. Por outro lado, o problema de optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico para as empresas que participam no mercado de electricidade é de crucial importância, motivando a investigação cujo estudo é apresentado nesta tese, visto que, é previsível devido ao aumento da produção hídrica que esta investigação possa ser uma significativa contribuição para o suporte à tomada de decisão.

O sistema electroprodutor português é constituído por vários sistemas hidroeléctricos com configuração hidráulica em cascata. Estes sistemas são formados por aproveitamentos hidroeléctricos que são constituídos por centrais de albufeira ou centrais de fio de água. A central de albufeira tem capacidade de armazenamento com um tempo médio de enchimento superior a 100 horas. A central de fio de água tem uma nula ou pequena capacidade de armazenamento com um tempo médio de enchimento inferior a 100 horas. Nas centrais de fio de água a dependência das condições e da evolução hidrológica é acentuada [MIBEL09], visto que, o volume de água armazenado não é o suficiente para regularizar as condições hidrológicas de abastecimento de água.

Nas centrais de fio de água, a variação da altura de queda tem que ser considerada na exploração de curto prazo, visto que, as variações da queda são significativas, o que tem implicações no que respeita à determinação da potência da central durante o horizonte temporal, implicando a modelização de forma conveniente para incorporar o comportamento realístico que a dependência da queda tem no problema de optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico [García-González07].

A abordagem ao problema é neste capítulo dedicada a empresas produtoras que detêm sistemas hidroeléctricos em que a capacidade de armazenamento de água pode influenciar a variação da altura de queda em cada hora. Esta consideração da variação da altura de queda no problema de optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico, a fim de obter decisões com um suporte de racionalidade que sejam economicamente mais favoráveis e fidedignas da realidade [Pérez-Díaz10], é uma linha de investigação importante para a qual esta tese contribui. A contribuição visa não só a optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico, mas também a determinação das estratégias de oferta a submeter ao mercado diário, considerando a incerteza e risco, que derivam da volatilidade dos preços da energia eléctrica determinados pelo mercado diário.

A incerteza derivada dos preços da energia eléctrica e a sensibilidade ao risco das ofertas de produção realizadas pelas empresas detentoras de sistemas hidroeléctricos têm desempenhado um papel motivador de linhas de investigação que abordam novas metodologias com o objectivo de obter boas decisões, que permitam colmatar a insegurança devido às condições de imprevisibilidade que o mercado de electricidade veio introduzir no sector eléctrico [Fleten08]. Assim, é constatado que a volatilidade dos preços da energia eléctrica ao longo do dia pode afectar significativamente o lucro das empresas produtoras como é referenciado em [García-González07]. Pelo que, a exploração de sistemas hidroeléctricos e as estratégias de oferta a submeter no mercado diário pelas empresas devem ser consideradas simultaneamente.

Consequentemente, é conveniente desenvolver investigação que proceda à integração da consideração do risco com o processo de optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico. Esta linha de investigação tem como objectivo o desenvolvimento de aplicações informáticas que permitam alcançar uma distribuição de lucros com maior uniformidade face aos cenários considerados no problema, apoiando a empresa por meio de sistemas de suporte à decisão que limitem a variabilidade do lucro esperado.

## 4.2. Caracterização de um Produtor

No âmbito do mercado, as empresas produtoras têm que identificar as estratégias que tenham melhor proveito no que respeita à exploração do sistema hidroeléctrico, i.e., identificar as ofertas óptimas, definindo as ofertas horárias que possibilitam a eventual tendência para o melhor aproveitamento dos recursos produtivos, conduzindo à maximização do lucro esperado [Borghetti09]. As estratégias de oferta de uma empresa produtora de energia eléctrica estão condicionadas por uma série de factores intrínsecos à interacção entre os participantes do mercado, como, a capacidade de produção, o tipo de unidades geradoras, o número, a dimensão e as características desses participantes [Borghetti03].

Os sistemas hidroeléctricos são explorados tendo em consideração o domínio sobre o mercado que as empresas detêm, como foi referido na secção 2.2.3. Essas empresas produtoras podem ser classificadas em duas categorias, *price-taker companies* e *price-maker companies*, por comodidade de leitura são descritas de novo juntamente com uma síntese do problema de optimização para a exploração dessas categorias:

C1 Empresas tomadoras de preços - *price-taker companies*

$$\max \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K (\lambda_k p_{jk} - SU_j y_{jk}) \quad \text{s.a:} \quad p_{jk} \in \Pi_j, \quad y_{jk} \in Y_j \quad (4.1)$$

C2 Empresas dominantes no mercado - *price-maker companies*

$$\max \sum_{k=1}^K \left( \lambda_k (q_k) q_k - \sum_{j=1}^J SU_j y_{jk} \right) \quad \text{s.a:} \quad q_{jk} \in \Theta_j, \quad y_{jk} \in Y_j \quad (4.2)$$

As secções 4.3.1 e 4.3.2 descrevem respectivamente os problemas indicados em (4.1) e (4.2). A maximização do lucro de uma empresa produtora de energia eléctrica depende de uma caracterização que permita a representação fidedigna das características técnicas e operacionais das centrais hidroeléctricas, sendo a modelização do efeito de queda apresentada como uma característica responsável por produzir resultados economicamente favoráveis e mais realísticos para melhorar o lucro total de uma empresa produtora: particularmente quando se tratam de empresas produtoras que detêm aproveitamentos hidroeléctricos de fio de água, que como anteriormente referido estão sujeitas a alterações significativas do nível de água dos reservatórios.

### 4.2.1. Modelização do Sistema Hidroelétrico

A função de produção, que representa as unidades hídricas, deve ser suficientemente detalhada dada a sua importância no problema de optimização da exploração de um sistema hidroelétrico. Esta função de produção determina a potência entregue por uma unidade hídrica que é função do caudal de água turbinado e da altura de queda a que a unidade está sujeita. A altura de queda pode ser expressa pela diferença entre o nível de água a montante e a jusante dos reservatórios, alterável de acordo com o volume de água armazenado entre reservatórios consecutivos.

A energia entregue pela  $j$ -ésima unidade hídrica na hora  $k$  associada com a potência,  $p_{jk}$ , pode ser determinada com recurso a uma função não linear,  $\varphi$ , dependente do caudal de água turbinado,  $t_{jk}$ , e do volume de água armazenado no reservatório,  $v_{jk}$ , sendo dada por:

$$p_{jk} = \varphi(t_{jk}, v_{jk}) \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.3)$$

em que o conjunto dos índices das unidades hídricas é indicado por  $J$  e o conjunto dos índices das horas é indicado por  $K$ .

Caso o efeito de queda possa ser convenientemente modelizado como uma única função dependente do caudal de água turbinado e do volume de água armazenado [Pousinho09], a potência entregue é dada por:

$$p_{kj} = (\alpha_j \beta_{f(j)} v_{kf(j)} + \alpha_j l_{f(j)}^0 - \alpha_j \beta_{t(j)} v_{kt(j)} - \alpha_j l_{t(j)}^0 + \eta_j) t_{kj} \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.4)$$

A abordagem estudada por [Borghetti08] é baseada em PLIM, consistindo num problema de optimização resolvido para apenas um aproveitamento hidroelétrico, modelizando o efeito de queda como função única do volume de água armazenado nesse aproveitamento. No caso de uma cascata hídrica esta modelização corresponde a ignorar a interdependência do efeito de queda com os volumes contidos nos reservatórios a montante e jusante como resultado da configuração hidráulica. Esta interdependência origina maior complexidade, visto que, exige não só a utilização das equações de balanço da água para cada reservatório e sua interdependência, mas também as restrições que descrevem as limitações da exploração.

A potência entregue será descrita por uma função linear por troços, considerando três troços limitados pelos volumes de água  $\tilde{v}^1, \tilde{v}^2, \tilde{v}^3$ , sendo o valor da potência determinado por um processo de interpolação em cada troço  $r$ , a dependência para a função linear por troços é expressa por:

$$p_{jk} = \varphi_{\tilde{v}^r}(t_{jk}) \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.5)$$

Em [Conejo02a], como já foi mencionado na secção 1.3.3, é afirmado que o uso de técnicas de linearização permitem modelizar com sucesso o efeito de queda. Ainda, é apresentada a técnica utilizada para modelizar a função definida por (4.3), mostrando como generalizar a metodologia proposta para um número paramétrico de volumes de água, mediante a utilização clássica de variáveis binárias.

A curva de desempenho para uma central hidroeléctrica é modelizada através de uma função linear por troços, considerando que existem  $\bar{r}$  intervalos para o volume de água armazenado e  $\bar{i}$  pontos limites de troços ao longo do eixo do caudal de água turbinado, sendo os respectivos conjuntos indicados por  $R = \{1, \dots, \bar{r}\}$  e  $I = \{1, \dots, \bar{i}\}$ . Os parâmetros em consideração são os seguidamente indicados:

- $H_{jr-1}$  corresponde ao menor valor entre os valores extremos dos volumes de água no reservatório  $j$  para o intervalo  $r$  ( $r \in R$ );
- $H_{jr}$  corresponde ao maior valor entre os valores extremos dos volumes de água no reservatório  $j$  para o intervalo  $r$  ( $r \in R$ );
- $T_{ji}$  corresponde ao valor do caudal de água turbinado na central  $j$  no ponto limite  $i$  ( $j \in J, i \in I$ );
- $P_{jir}$  corresponde à potência da central  $j$  no ponto limite  $i$  para o intervalo  $r$  ( $j \in J, i \in I, r \in R$ );
- $\Delta P_{jr}$  corresponde ao  $\max_{i \in I} \{P_{ji\bar{r}} - P_{jir}\}$ , diferença entre a potência máxima para os intervalos  $\bar{r}$  e  $r$  ( $j \in J, i \in I$ ).

Em [Borgetthi08, Conejo02a], é afirmado que o número de troços necessários para representar a variação da altura de queda não necessita de ser elevado, sendo

indicado que o número inferior a cinco troços é suficiente. O tempo de computação necessário para a consideração desta aproximação linear por troços é aceitável para a resolução do problema. Caso o número de troços seja superior a cinco, é afirmado que a melhoria do valor da função objectivo é pouco significativa, enquanto o aumento do número de variáveis e restrições originado pelo excesso de troços implica que o tempo de computação seja considerável, o que estabelece como limite máximo cinco troços para que esta descrição tenha aceitação.

Uma curva de desempenho real de uma central hidroeléctrica, representada seguidamente a traço interrompido, e a correspondente aproximação linear definida por três troços e quatro pontos limites, representada a traço contínuo, são apresentadas na Figura 4.1.

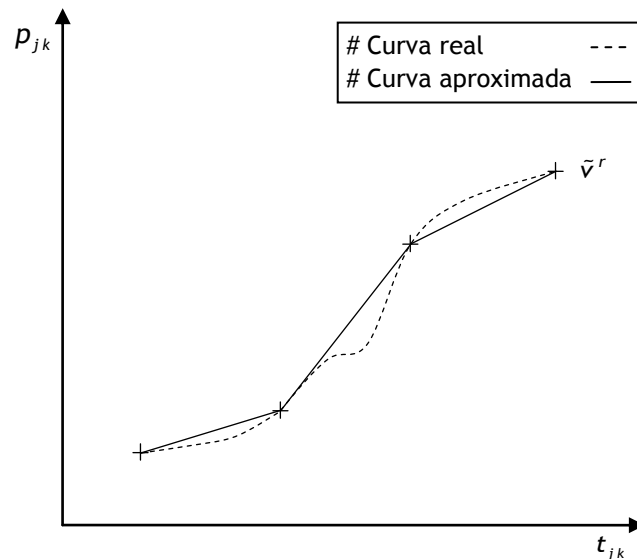


Figura 4.1: Curva de desempenho de uma central aproximada por uma função linear por troços.

A técnica de linearização apresentada em [Borghetti08], que considera na apresentação formal a existência de um único grupo por central hidroeléctrica faz uso das seguintes variáveis:

$d_{jkr}$  variável binária utilizada para eleger a curva correspondente ao volume de água no reservatório  $j$  para uma hora  $k$  no intervalo  $r$ , i.e.,

$$d_{jkr} = \begin{cases} 1, & \text{se } H_{r-1} \leq v_{jk} \leq H_r \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (j \in J, k \in K, r \in R)$$

$m_{jki}$  variável binária utilizada para indicar se  $t_{jk}$  pertence ao troço  $i$  ou  $i+1$  para o caudal turbinado discretizado  $T_{ji}$ , sendo dada por,

$$m_{jki} = \begin{cases} 1, & \text{se } T_{j(i-1)} \leq t_{jk} \leq T_{ji} \text{ ou } T_{ji} \leq t_{jk} \leq T_{j(i+1)} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$(j \in J, k \in K, i \in I)$$

$\pi_{jki}$  variável continua que define para a central  $j$  na hora  $k$  o coeficiente de ponderação do ponto limite  $i$ , sendo a variável limitada por  $0 \leq \pi_{jki} \leq 1$ , a fim de considerar o intervalo de valores correspondente ao troço seleccionado ( $j \in J, k \in K, i \in I$ ).

A formulação para a potência entregue (4.3), considerando uma aproximação linear por troços é descrita em [Borgethi08], sendo formalmente determinada pelas seguintes restrições:

$$t_{jk} - \sum_{i \in I} T_{ji} \pi_{jki} = 0 \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.6)$$

$$\sum_{i \in I} \pi_{jki} - w_{jk} = 0 \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.7)$$

$$\pi_{jki} - m_{jki} \leq 0 \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.8)$$

$$m_{jki} + m_{jkl} \leq 1 \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K, \quad \forall l \in I: i < l - 1 \quad (4.9)$$

$$\sum_{r \in R} d_{jkr} = 1 \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.10)$$

$$p_{jk} - \sum_{i \in I} P_{jir} \pi_{jki} - \Delta P_{jr} (1 - d_{jkr}) \leq 0 \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.11)$$

$$v_{jk} - \sum_{r \in R} H_{jr-1} d_{jkr} \geq 0 \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.12)$$

$$v_{jk} - \sum_{r \in R} H_{jr} d_{jkr} \leq 0 \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.13)$$

A restrição (4.6) determina o caudal de água como sendo a soma ponderada dos valores do caudal na central  $j$  nos pontos limite  $i$  pelo coeficiente de ponderação desse ponto. As restrições indicadas de (4.7) a (4.9) são restrições auxiliares para a determinação do caudal,  $t_{jk}$ , da central  $j$  na hora  $k$ .

O estado de funcionamento das centrais requer a consideração de duas situações discretas, assumindo quando a central está ligada valor lógico 1, i.e., quer entre quer permaneça em funcionamento numa determinada hora, e assumindo quando a central está desligada valor lógico 0. Esta consideração é descrita por uma variável binária indicada por  $w_{jk}$  que permite descrever o comportamento da central no que respeita à decisão de ligar/desligar a unidade. No caso em que a central  $j$  está em funcionamento, então por (4.7) é imposto que o somatório dos coeficientes de ponderação nos pontos limites é igual a unidade, assumindo  $t_{jk}$  e  $p_{jk}$  valores não nulos. Caso a central  $j$  esteja desligada, então  $t_{jk}$  e  $p_{jk}$  assumem valores nulos. Quando  $w_{jk} = 0$  devido a (4.7), as restrições indicadas em (4.8) e (4.9) forçam a atribuição de valores nulos às variáveis  $\pi_{jki}$  e  $m_{jki}$ . Pelo que, quando a central está desligada por (4.6) é imposto  $t_{jk} = 0$ .

A restrição (4.8) impõe que qualquer  $\pi_{jki}$  apenas pode assumir valores diferentes de zero quando a variável binária  $m_{jki}$  assumir o valor lógico 1. Em consequência das restrições (4.8) e (4.9) é possível concluir que:

- 1) Dois coeficientes de ponderação podem assumir valor não nulo.
- 2) Dois coeficientes de ponderação não nulos têm que identificar forçosamente troços que são adjacentes.

As restrições (4.10) e (4.11) são utilizadas para formalizar a determinação da potência entregue  $p_{jk}$  de uma central  $j$  na hora  $k$  no intervalo de volume  $r$ . O processo para escolher a curva correspondente ao volume de água armazenado no reservatório  $j$  para uma hora  $k$  no intervalo  $r$ , requer o uso da variável binária  $d_{jkr}$  satisfazendo a restrição (4.10). Desta restrição, apenas um intervalo do volume de água  $\tilde{r}$  pode ser seleccionado quando  $d_{jk\tilde{r}} = 1$ , sendo o termo da restrição (4.11)  $\Delta P_{jr} (1 - d_{jk\tilde{r}}) = 0$ . Pelo que, o segundo termo da restrição (4.11) determina o valor máximo que  $p_{jk}$  pode assumir. Este valor máximo é a soma ponderada entre os valores  $P_{jir}$  pelos  $\pi_{jki}$  de forma idêntica ao que é determinado em (4.6). Para os restantes intervalos do volume de água,  $r \neq \tilde{r}$  quando  $d_{jkr} = 0$  à que ter em consideração a parcela  $\Delta P_{jr}$ . As restrições (4.12) e (4.13) definem os limites máximos e mínimos dos intervalos do volume de água  $v_{jk}$ .

### 4.2.2. Empresas Tomadoras de Preços

A metodologia de optimização, apresentada nesta tese, referente a uma empresa tomadora de preços é, sobretudo, indicada para sistemas hidreléctricos com configuração hidráulica em cascata, tendo os aproveitamentos hidroeléctricos uma pequena capacidade de armazenamento de água. As características destes aproveitamentos impõem a consideração da variação da altura de queda, visto que, afecta a produção da energia eléctrica em toda a bacia hidrográfica. Este trabalho auxilia as empresas tomadoras de preços a definir estratégias de oferta horárias, introduzindo a incerteza do mercado por meio de cenários de preços da energia eléctrica. Um conjunto de cenários gerados para os preços da energia eléctrica utilizando a metodologia descrita no subcapítulo 3.2 é apresentado na Figura 4.2.

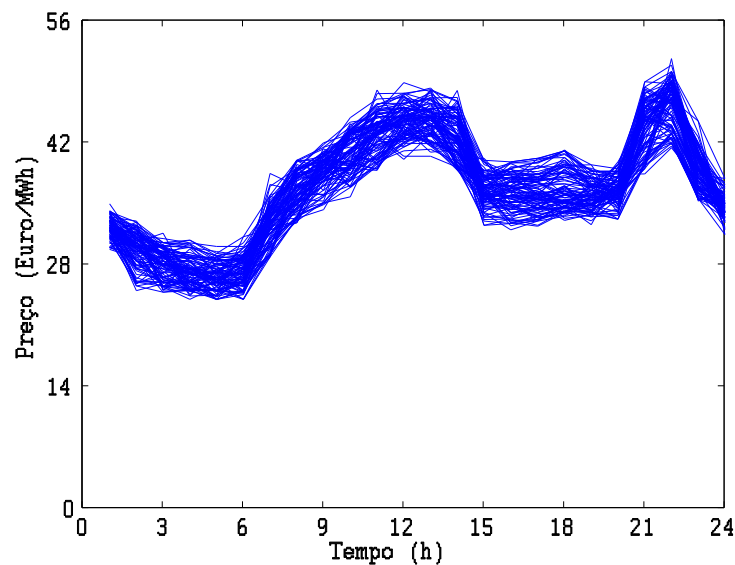


Figura 4.2: Cenários de preços da energia eléctrica.

Estes cenários são os considerados no caso de estudo para uma empresa tomadora de preços que serão utilizados no subcapítulo 4.4.

A metodologia baseada em optimização estocástica formulada para uma empresa tomadora de preços apresenta as seguintes particularidades:

- P1 A de representar as características estruturais e respectivas limitações técnicas: as decisões de ligar/desligar as unidades; os valores inicial e final do volume de água nos reservatórios; os custos de arranque; as restrições de rampa, para controlar as variações do caudal.

- P2 A de modelizar o problema através de uma metodologia de optimização estocástica, considerando um número predeterminado de cenários de preços ponderados pelas suas probabilidades correspondentes.
- P3 A de introduzir uma medida para a ponderação do risco para controlar a variabilidade do lucro: CVaR.
- P4 A de definir as curvas de oferta dispondo, previamente, das curvas do valor da água consideradas como dados de entrada no problema.

A estrutura da metodologia baseada em optimização estocástica formulada para uma empresa tomadora de preços é apresentada, esquematicamente, na Figura 4.3.

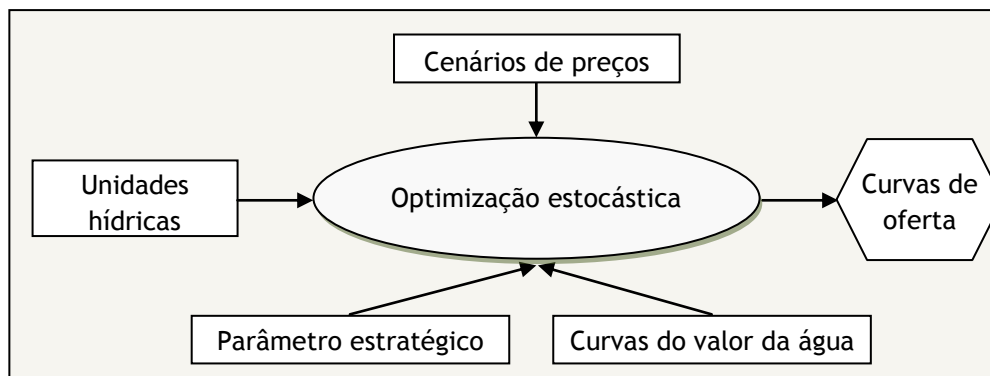


Figura 4.3: Estrutura da metodologia baseada em optimização estocástica para uma empresa tomadora de preços.

Na Figura 4.3, são indicadas as entradas necessárias para a optimização estocástica de uma empresa tomadora de preços, que são:

- E1 Os cenários de preços da energia eléctrica são a informação histórica respeitante aos preços do mercado de electricidade.
- E2 A informação sobre as unidades consiste na informação do respectivo reservatório, dos limites técnicos para os caudais e dos custos de arranque.
- E3 O parâmetro estratégico consiste no factor de ponderação de risco que permite determinar um conjunto de soluções óptimas associadas a cada cenário de preços da energia eléctrica.
- E4 A curva do valor da água consiste numa função que determina o valor da água nos reservatórios.

O problema de optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico pode ser decomposto em vários subproblemas, atendendo ao horizonte temporal que se pretende considerar [García-González07]. A hierarquia típica dos subproblemas é apresentada na Figura 4.4.

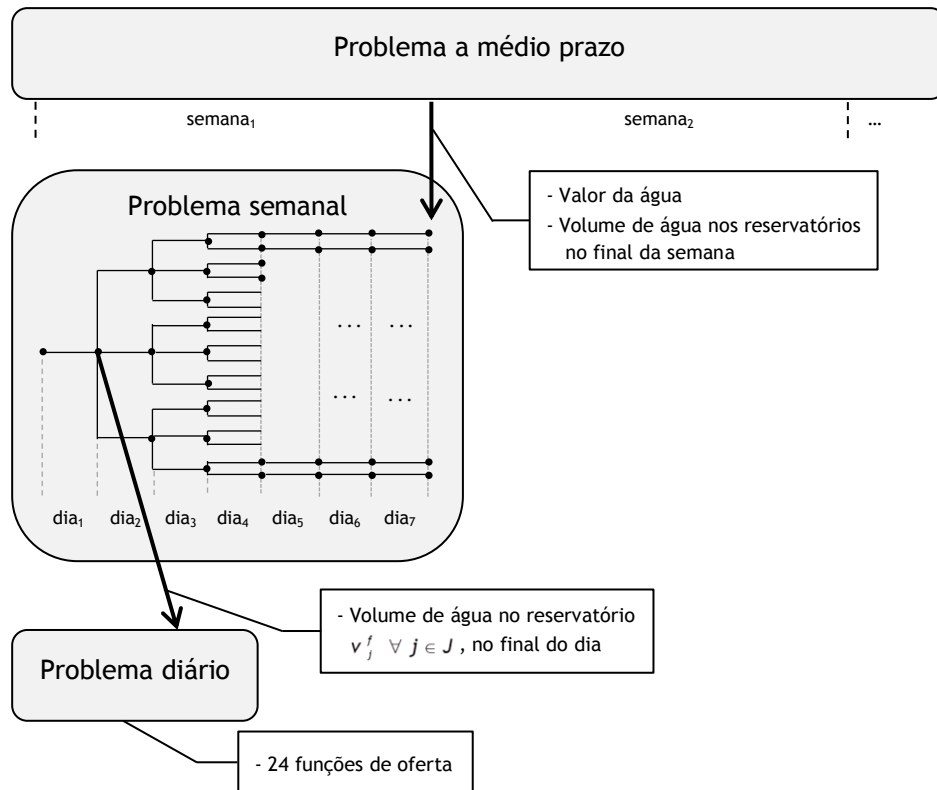


Figura 4.4: Hierarquia típica dos subproblemas [García-González07].

Na Figura 4.4, o problema a médio prazo tem em consideração a incerteza da afluência de água aos reservatórios [Escudero96] e a incerteza dos preços da energia eléctrica. A ligação entre o problema a médio prazo e o problema semanal pode ser estabelecida pelas curvas do valor da água, ou directamente pelos níveis de água dos reservatórios que devem ser atingidos no final do horizonte temporal a curto prazo (uma semana), como em [Nurnberg02]. Finalmente, o problema diário tem como objectivo encontrar as ofertas óptimas a serem submetidas no mercado diário, sendo este problema o abordado nesta tese.

A obtenção das curvas de oferta tem em consideração as curvas do valor da água que são dadas por uma função que depende do volume final de água armazenado em cada reservatório. As curvas do valor da água são dados de entrada para o problema de optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico, sendo obtidas na fase em que são feitos os estudos do planeamento a médio prazo.

O volume final óptimo de água armazenado nos reservatórios no final do horizonte temporal, 24 horas, determinado a partir do planeamento a médio prazo, permite determinar o valor da água para pequenas variações do volume final de água. Este valor da água descreve a influência económica no que respeita à localização do respectivo reservatório no sistema hidroeléctrico [García-González06]. Assim, para cada reservatório é considerado um conjunto com  $N$  volumes finais de água no final do dia, sendo estes volumes indicados por:

$$\bar{v}_j^f = [v_j^{f1}, v_j^{f2}, \dots, v_j^{fN}] \quad \forall j \in J \quad (4.14)$$

Este conjunto é constituído por valores que têm um passo constante, sendo o passo determinado pelo incremento de 10% da variação entre o volume do valor mínimo e do máximo para o reservatório em estudo, mantendo constantes os volumes de água inicial e final nos restantes reservatórios. Para cada combinação de diferentes volumes finais é obtido o valor da água associado a cada reservatório, utilizando a aplicação de planeamento a médio prazo e impondo para o volume final de água os valores escolhidos em (4.14). O valor da água é dado pelas variáveis duais associadas com as equações de balanço da água nos nós correspondentes ao fim da semana. O valor da água para cada reservatório e para cada valor do volume final de água imposto será indicado por:

$$v_{jk} = v_j^{fn} : \mu_j^n \text{ valor da água } \quad \forall j \in J, \quad n \in \{1, 2, \dots, N\} \quad (4.15)$$

A curva típica para o valor da água em cada reservatório em função do volume final de água no final da semana é apresentada na Figura 4.5.

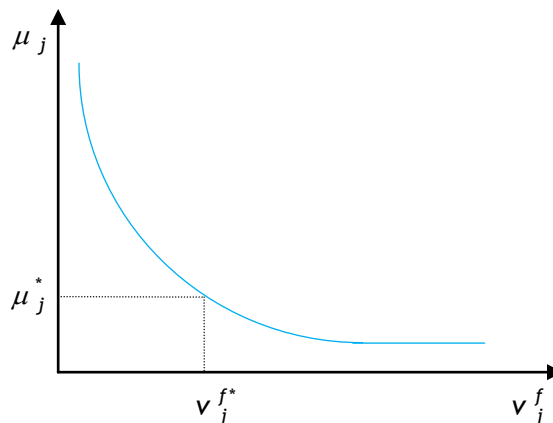


Figura 4.5: Curva do valor da água para o reservatório  $j$ .

Na Figura 4.5, é apresentada a curva típica do valor da água que é uma curva monótona não crescente.

O procedimento para construir as curvas de oferta para cada hora, segundo [García-González06] é estruturado em conformidade com a descrição seguinte:

- P1 Inicializar o valor da água,  $\mu$ , para um valor mínimo previamente estabelecido.
- P2 Determinar pelas curvas do valor da água de cada reservatório o valor final do volume de água  $v_j^f = v_j(\mu)$ .
- P3 Resolver o problema de optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico, fixando os volumes finais para os valores obtidos na etapa anterior para cada reservatório.
- P4 Seleccionar outro valor da água um pouco maior  $\mu = \mu + \varepsilon$  e recalculer o correspondente volume final de água em cada reservatório.
- P5 Passar a P3 e repetir o processo até que  $\mu$  atinja um valor máximo previamente estabelecido.
- P6 Obter a solução para o problema de optimização da exploração de recursos hídricos para cada valor de  $\mu$ . Esta solução permite obter directamente as curvas de oferta, sendo a quantidade de energia correspondente à produção horária em cada central e os preços correspondem aos valores de  $\mu$ .

As curvas do valor da água possuem preponderância na determinação das ofertas a submeter no mercado diário. Pelo que, é importante garantir que essas curvas forneçam uma representação correcta do valor da água em cada reservatório. As curvas de oferta horárias são funções monótonas não decrescentes, o processo para a construção destas curvas depende da resolução de problemas independentes, com diferentes condições de volume final de água em cada reservatório. Para tal, [García-González06] considera uma restrição adicional, a fim de garantir a monotonicidade das funções de oferta, dada por:

$$P_{jk} \geq P_{jk}^* \quad (4.16)$$

Esta restrição impõe que a produção para um valor de volume final inferior tenha que ser não inferior à que foi obtida na execução anterior em que o volume final é superior. A potência entregue pelas unidades hídricas tem de ser coerente com as curvas do valor da água fornecidas pelo planeamento a médio prazo, pelo que, sendo

facto que para um volume final de água reduzido, o valor da água é mais elevado e, portanto, seria apenas rentável gastar essa água no caso dos preços de mercado serem altos. A função de oferta tem que reflectir esse facto, sendo imposto que a potência de cada unidade numa determinada hora seja pelo menos a mesma que a potência quando se considerou a condição que apresentava um maior volume final de água no reservatório. Esta imposição corresponde a inicializar o problema a partir do valor mais elevado para o volume final de água.

### 4.2.3. Empresas Dominantes no Mercado

O problema da optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico para uma empresa dominante no mercado exige uma formulação que tenha em consideração o facto da empresa ter capacidade de exercer poder de mercado, i.e., consegue influenciar o preço da energia eléctrica com as suas estratégias de oferta, visto que, possui um sistema de produção de grande dimensão comparativamente às restantes empresas produtoras que actuam no mercado de electricidade [Berzal01, Ugedo06].

Em [Baíllo01, Conejo02b, Contreras02], a condição de empresa dominante no mercado é adoptada para modelizar o poder de mercado de uma empresa produtora hidroeléctrica. Em consequência dessa modelização, derivam as estratégias de oferta responsáveis por afectar os preços de mercado. As estratégias de oferta são determinadas pela curva de demanda residual, designada também por curva quota-preço [Guerra05, Sheblé99, Torre02]. A incerteza nas curvas de demanda residual origina variabilidade do lucro o que obriga a um conveniente procedimento [Baíllo04]. Este procedimento consiste em considerar um conjunto de cenários apropriados, permitindo seleccionar a oferta.

A metodologia baseada em optimização estocástica formulada para uma empresa dominante no mercado apresenta as seguintes particularidades:

- P1 A de representar as características estruturais e respectivas limitações técnicas intrínsecas ao sistema hidroeléctrico.
- P2 A de modelizar o problema através de uma metodologia de optimização estocástica, considerando um número predeterminado de cenários de curvas de demanda residual ponderados pelas suas probabilidades correspondentes.

- P3 A de introduzir uma medida de risco para controlar a variabilidade dos lucros: CVaR, adequado para modelizar a aversão ao risco de uma empresa produtora de energia hidroeléctrica mediante um parâmetro estratégico definido por factor de ponderação de risco.
- P4 A de definir as curvas de oferta conhecendo, previamente, um conjunto de cenários referentes às curvas de demanda residual, consideradas como dados de entrada no problema.

A estrutura da metodologia baseada em programação estocástica formulada para uma empresa dominante no mercado é apresentada na Figura 4.6.

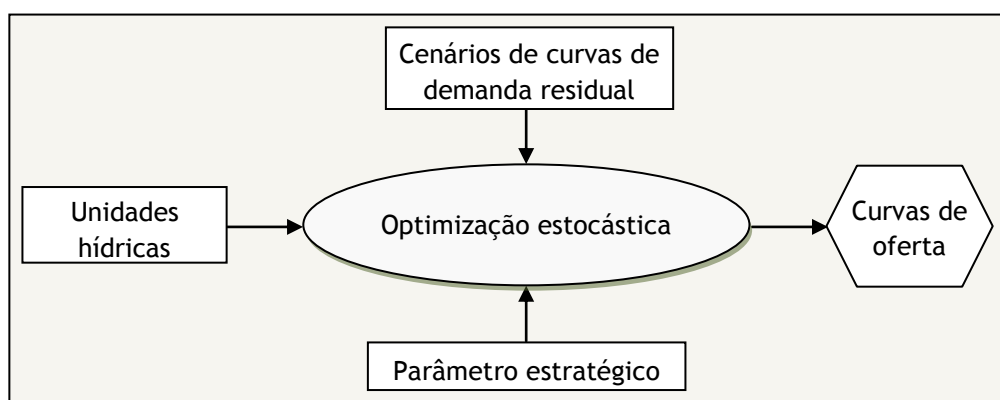


Figura 4.6: Estrutura da metodologia baseada em otimização estocástica para uma empresa dominante no mercado.

A metodologia de otimização referente a uma empresa dominante no mercado necessita de ser mais abrangente comparativamente à metodologia desenvolvida para uma empresa tomadora de preços, visto que, a empresa dominante tem poder para estabelecer o preço do mercado em consequência da quantidade de oferta poder ser significativa relativamente à maioria dos participantes do mercado. A metodologia de otimização referente a uma empresa tomadora de preços constitui um caso particular da metodologia referente a uma empresa dominante no mercado, onde a curva de demanda residual para cada hora é composta por uma única etapa, sendo a quantidade da oferta igual à demanda total e o preço da oferta igual ao preço de mercado previsto [Simoglou12]. O uso da metodologia referente a uma empresa dominante no mercado é portanto mais abrangente, visto que, fornece resultados mais precisos. No entanto, esta metodologia requer a previsão da curva de demanda residual, dependente do comportamento incerto dos restantes participantes do mercado.

As estratégias de oferta óptimas, de uma empresa produtora de energia eléctrica a submeter ao mercado diário, são determinadas considerando a incerteza das curvas de demanda residual. As curvas de demanda residual de uma empresa dominante no mercado podem ser obtidas por técnicas de: 1) simulação do mercado; 2) uso de aplicação de previsão adequadas [Sheblé99].

Ambas as técnicas não são abordadas neste texto, visto que, não correspondem às linhas de investigação desta tese. Pelo que, as curvas de demanda residual horárias de uma empresa dominante no mercado são consideradas como dados aleatórios exógenos [Torre02] ao problema de optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico em estudo nesta tese. Assim, a incerteza é modelizada por um conjunto de cenários de demanda residual para cada hora, em que o índice  $\Omega$  representa o conjunto de cenários de demanda residual para cada hora. A empresa produtora necessita de saber as curvas de oferta horárias a fim de maximizar o seu lucro esperado [Baíllo01].

A escolha da estratégia de oferta consiste em determinar a função "escada" cujos escalões são determinados pelo par (quota, preço de mercado) de cada cenário. Pelo que, os cenários de demanda residual para uma hora, estão ligados por via de um conjunto de restrições que serão adicionadas à metodologia de optimização.

A oferta óptima estabelecida para cada cenário de demanda residual origina a curva de oferta apresentada na Figura 4.7.

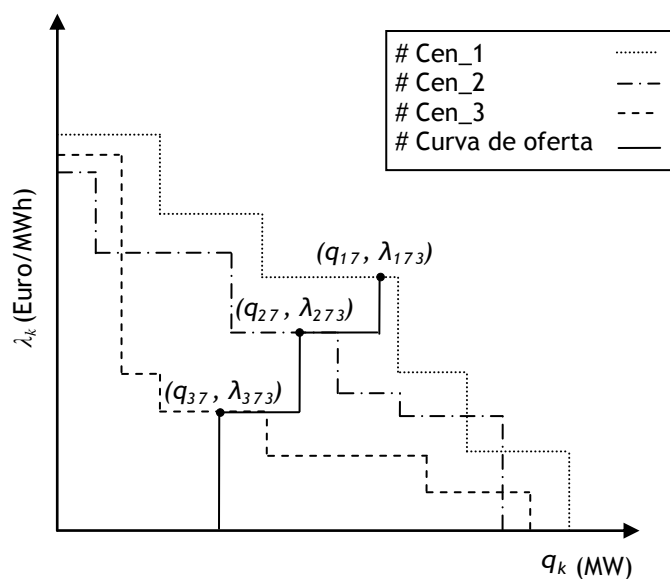


Figura 4.7: Curva de oferta construída através dos pares de coordenadas  $(q_{\omega k}, \lambda_{\omega k s})$ .

Na Figura 4.7, a curva de oferta é definida pelos pares  $(q_{\omega k}, \lambda_{\omega k s})$  que satisfazem as condições: 1) cada cenário deve ter um e apenas um par  $(q_{\omega k}, \lambda_{\omega k s})$  situado sobre a curva; 2) os pares  $(q_{\omega k}, \lambda_{\omega k s})$  constituem uma curva de oferta em escada monótona não decrescente. Estas condições são asseguradas pela restrição dada por:

$$(q_{\omega k} - q_{\omega' k}) \cdot \left( \sum_{s=1}^S \lambda_{\omega k s} u_{\omega k s} - \sum_{s=1}^S \lambda_{\omega' k s} u_{\omega' k s} \right) \geq 0$$

$$\forall \omega, \omega' \in \Omega, \quad \forall k \in K, \quad \forall s \in S \quad (4.26)$$

em que  $u_{\omega k s}$  é a variável binária associada ao cenário  $\omega$  na hora  $k$  que assume o valor lógico 1 se o escalão  $s$  é seleccionado, caso contrário assume o valor lógico 0.

A restrição (4.26) é não linear, não podendo ser usada num problema PLIM. Pelo que, é necessário recorrer à formulação equivalente dada por:

$$q_{\omega k} - q_{\omega' k} \geq -M^q g_{\omega \omega' k} \quad \forall \omega, \omega' \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (4.27)$$

$$q_{\omega' k} - q_{\omega k} \geq -(1 - g_{\omega \omega' k}) M^q \quad \forall \omega, \omega' \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (4.28)$$

$$\sum_{s=1}^S \lambda_{\omega k s} u_{\omega k s} - \sum_{s=1}^S \lambda_{\omega' k s} u_{\omega' k s} \geq -M^p g_{\omega \omega' k}$$

$$\forall \omega, \omega' \in \Omega, \quad \forall k \in K, \quad \forall s \in S \quad (4.29)$$

$$\sum_{s=1}^S \lambda_{\omega' k s} u_{\omega' k s} - \sum_{s=1}^S \lambda_{\omega k s} u_{\omega k s} \geq -(1 - g_{\omega \omega' k}) M^p$$

$$\forall \omega, \omega' \in \Omega, \quad \forall k \in K, \quad \forall s \in S \quad (4.30)$$

As restrições de (4.27) a (4.30) definem matematicamente as curvas de oferta, forçando a empresa produtora a encontrar os pontos óptimos que intersectam cada cenário da curva de demanda residual para cada hora, como é apresentado na Figura 4.7. Em que  $g_{\omega \omega' k}$  é uma variável binária que liga as ofertas para os cenários  $\omega$  e  $\omega'$  na hora  $k$ . No caso em que a curva de demanda residual correspondente ao cenário  $\omega$  está situada acima da curva de demanda residual correspondente ao cenário  $\omega'$ , implica que  $g_{\omega \omega' k} = 0$ , pelo que, são activadas respectivamente as restrições (4.27) e (4.29). No caso em que  $g_{\omega \omega' k} = 1$ , são activadas respectivamente as restrições (4.28) e (4.30). Os valores  $M^q$  e  $M^p$  são respectivamente valores suficientemente grandes para a quota e o preço de mercado.

### 4.3. Formulação do Problema

A metodologia de optimização proposta para a resolução do problema da exploração de um sistema hidroeléctrico considerando a incerteza e risco é matematicamente formulada como sendo um problema de maximização de um determinado objectivo, sujeito a um conjunto de restrições. A programação estocástica introduzida por [Birge97] é uma aplicação matemática utilizada para resolver problemas que envolvam incerteza nos dados [Triki05, Watkins00, Wallace03], sendo utilizada nesta tese, permitindo modelizar o processo de decisão de uma empresa produtora de energia eléctrica, de acordo com o comportamento que assume no mercado de electricidade, considerando 1) uma empresa tomadora de preços; 2) uma empresa dominante no mercado. A estocacidade introduzida na metodologia de optimização advém dos efeitos da incerteza que resultam do ambiente de mercado competitivo. Adicionalmente, a metodologia de optimização proposta inclui uma medida de risco na função objectivo para controlar a variabilidade do lucro esperado.

#### 4.3.1. Empresas Tomadoras de Preços

A optimização para uma empresa tomadora de preços é formulada como um problema de maximização do lucro esperado adicionado à medida de risco, estando sujeito a um conjunto de condições a que a solução deve obedecer.

##### A) Função objectivo

A função objectivo considera os cenários de preços ponderados pela sua probabilidade de ocorrência e a medida de risco, CVaR. A função objectivo para uma empresa tomadora de preços é dado por:

$$(1-\alpha) \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \left( \sum_{k=1}^K \lambda_{\omega k} \sum_{j=1}^J p_{jk} - \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J S U_j y_{jk} \right) + \alpha \left( \zeta - \frac{1}{1-\delta} \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \eta_{\omega} \right) \quad (4.31)$$

em que  $\rho_{\omega}$  é a probabilidade associada ao cenário  $\omega$ ,  $\alpha$  é um factor positivo de ponderação do risco utilizado para atingir um compromisso entre o lucro esperado e o risco,  $\zeta$  é o valor em risco para um nível de confiança  $\delta$ ,  $\eta$  é uma variável auxiliar utilizada para calcular o CVaR. O valor óptimo de  $\zeta$  é computado para encontrar o

máximo lucro esperado correspondente à distribuição igual a  $(1-\delta)$ . Pelo que,  $\zeta$  não depende directamente do lucro esperado, mas dos cenários assumidos com risco que constituem a distribuição dos lucros. O nível de confiança é também um parâmetro que influencia os resultados, visto que, aumentando o valor de  $\delta$ , se está a colocar um peso adicional sobre a média dos lucros inferiores a  $\zeta$  [Chahar09]. No caso de  $\delta$  ser igual a zero o CVaR é igual ao valor esperado do lucro. Quando  $\delta$  tende para um o CVaR tende para o valor do lucro do pior cenário [Pineda10].

## B) Restrições

Na modelização do CVaR é necessária a variável contínua  $\eta_\omega$ , como é indicado em 2.5.2, esta variável assume o valor zero se o cenário  $\omega$  tiver um lucro maior do que  $\zeta$ . Caso contrário,  $\eta_\omega$  assume um valor igual à diferença entre  $\zeta$  e o lucro referente ao cenário  $\omega$ . Consequentemente é necessário completar a modelização do CVaR com as restrições dadas por:

$$\zeta - \left( \sum_{k=1}^K \lambda_{k\omega} \sum_{j=1}^J p_{jk} - \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J SU_j y_{jk} \right) \leq \eta_\omega \quad \text{e} \quad \eta_\omega \geq 0 \quad (4.32)$$

A equação de balanço da água para cada reservatório será determinada, assumindo que o tempo necessário para a água transitar de um reservatório para outro reservatório imediatamente a jusante é desprezável relativamente ao período da decisão. Pelo que, o volume de água à saída do reservatório de montante  $m$  está disponível para ser utilizado no mesmo período no reservatório de jusante  $j$ . O balanço da água no reservatório  $j$  na hora  $k$  é dada por:

$$v_{jk} = v_{jk-1} + a_{jk} + \sum_{m \in M_j} (t_{mk} + s_{mk}) - t_{jk} - s_{jk} \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.33)$$

Em (4.33),  $v_{jk}$  é o volume de água armazenado,  $a_{jk}$  é a afluência natural de água,  $t_{jk}$  é o caudal de água turbinado,  $s_{jk}$  é o caudal de água descarregado e  $M_j$  é o conjunto dos índices dos reservatórios a montante. O volume de água armazenado nos reservatórios está limitado inferior e superiormente por condições técnicas e de segurança dos reservatórios. Esta limitação é descrita pela restrição dada por:

$$\underline{v}_j \leq v_{jk} \leq \bar{v}_j \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.34)$$

Em (4.34), para cada reservatório  $j$ ,  $\underline{v}_j$  é o volume mínimo e  $\bar{v}_j$  é o volume máximo de água armazenado.

O caudal de água turbinado está limitado inferior e superiormente por condições técnicas dadas por:

$$w_{jk} \underline{t}_j \leq t_{jk} \leq w_{jk} \bar{t}_j \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.35)$$

Em (4.35), para cada reservatório  $j$ ,  $\underline{t}_j$  é o caudal mínimo de água turbinado e  $\bar{t}_j$  é o caudal máximo de água turbinado, tendo ainda que ser consideradas as decisões de afectação de unidades para cada central hidroeléctrica. Estas decisões são descritas pela variável binária  $w_{jk}$ , que é igual a 1 se a central  $j$  está ligada na hora  $k$ , caso contrário é igual a 0.

A restrição de rampa, que corresponde a limitar a variação de caudal entre dois períodos consecutivos, normalmente é imposta devido às exigências de navegabilidade, actividades de lazer e meio ambiente [Guan99], sendo dada por:

$$t_{jk} - R_j \leq t_{j,k+1} \leq t_{jk} + R_j \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.36)$$

Em (4.36),  $R_j$  é a alteração de caudal admissível entre dois períodos consecutivos, considerada de igual valor quer para o aumento quer para a diminuição de caudal.

Em [Conejo02a], é referido que existe interesse em introduzir uma nova variável binária, visto que, as simulações provaram ser útil conjuntamente com uma restrição para que se reduza o tempo de computação. Esta restrição é dada por:

$$y_{jk} - z_{jk} = w_{jk} - w_{j,k-1}, \quad y_{jk} + z_{jk} \leq 1 \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.37)$$

Em (4.37), a variável  $z_{jk}$  é uma variável booleana que permite que a variável  $y_{jk}$  seja determinada pelas restrições indicadas, que correspondem à identificação dos períodos em que existe arranque da unidade.

Normalmente, o caudal de água descarregado pelos reservatórios ocorre quando o volume de água armazenado excede o limite superior, pelo que, o derramamento de água é necessário por razões de segurança, sendo a restrição dada por:

$$s_{jk} \geq 0 \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.38)$$

Em (4.38),  $s_{jk}$  é o caudal de água descarregado pela unidade  $j$  na hora  $k$ . Embora o facto de existir volume de água descarregado corresponda a uma perda de produção,

pode existir justificação para descarrega de água, por exemplo, num reservatório a montante caso se tenha atingido o caudal máximo turbinado e seja vantajoso passar mais água para o reservatório de jusante com o fim deste proceder a uma conversão energética superior à que se teria em caso contrário.

A restrição para os limites de potência,  $p_{jk}$ , é dada por:

$$w_{jk} \underline{p}_j \leq p_{jk} \leq w_{jk} \bar{p}_j \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.39)$$

Em (4.39),  $\underline{p}_j$  é o limite inferior e  $\bar{p}_j$  é o limite superior da potência eléctrica, sendo  $w_{jk}$  a variável binária, se igual a 0 grupo desligado, se 1 ligado.

### 4.3.2. Empresas Dominantes no Mercado

A optimização para uma empresa dominante no mercado é formulada como um problema de maximização do lucro esperado adicionado à medida de risco, estando sujeito a um conjunto de condições a que a solução deve obedecer. O preço da energia eléctrica é descrito para a hora  $k$  por uma função escalão que determina a curva de demanda residual, secção 2.2.3.

#### A) Função objectivo

A função objectivo para uma empresa dominante no mercado é dado por:

$$(1-\alpha) \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \sum_{k=1}^K \left[ \sum_{s=1}^S \lambda_{\omega ks} (f_{\omega ks} + u_{\omega ks} q_{\omega ks}) - \sum_{j=1}^J S U_j y_{\omega kj} \right] + \alpha \left[ \zeta - \frac{1}{1-\delta} \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \eta_{\omega} \right] \quad (4.40)$$

Em (4.40), a função objectivo é dada pela combinação convexa de duas parcelas. A primeira parcela descreve o valor da venda associada à energia obtida em cada cenário, subtraída dos custos de arranque. Estes custos ponderam encargos futuros com a manutenção pelo facto das unidades hídricas ficarem sujeitas a esforços mecânicos prejudiciais durante a manobra de arranque ou pelo facto do caudal de água não ser aproveitado convenientemente durante o arranque. A segunda parcela descreve o CVaR.

## B) Restrições

A restrição (4.41) complementa a modelização do CVaR, tendo a mesmo significado da restrição (4.32), sendo dada por:

$$\zeta - \left( \sum_{s=1}^S \lambda_{\omega ks} (f_{\omega ks} + u_{\omega ks} \underline{q}_{\omega ks}) - \sum_{j=1}^J S U_j y_{\omega kj} \right) \leq \eta_{\omega} \quad (4.41)$$

$$\eta_{\omega} \geq 0 \quad (4.42)$$

A linearização de cada curva de demanda residual, restrições de (4.43) a (4.46), correspondentes ao cenário  $\omega$ , são dadas por:

$$q_{\omega k} = \sum_{j=1}^J p_{\omega jk} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (4.43)$$

$$q_{\omega k} = \sum_{s=1}^S (f_{\omega ks} + u_{\omega ks} \underline{q}_{\omega ks}) \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (4.44)$$

$$0 \leq f_{\omega ks} \leq u_{\omega ks} \bar{f}_{\omega ks} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.45)$$

$$\sum_{s=1}^S u_{\omega ks} = 1 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K, \quad \forall s \in S \quad (4.46)$$

As curvas de oferta são caracterizadas por ser funções monótonas não decrescentes, para a sua consideração é necessário a introdução de restrições para que se imponha este tipo de monotonicidade. As restrições de (4.47) a (4.50) asseguram que a curva de oferta seja monótona não decrescente, tendo em consideração cada combinação de dois cenários  $(\omega, \omega')$  associados à oferta, essas restrições são dadas por:

$$q_{\omega k} - q_{\omega' k} \geq -M^q g_{\omega \omega' k} \quad \forall \omega, \omega' \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (4.47)$$

$$q_{\omega' k} - q_{\omega k} \geq -(1 - g_{\omega \omega' k}) M^q \quad \forall \omega, \omega' \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (4.48)$$

$$\sum_{s=1}^S \lambda_{\omega ks} u_{\omega ks} - \sum_{s=1}^S \lambda_{\omega' ks} u_{\omega' ks} \geq -M^p g_{\omega \omega' k} \quad \forall \omega, \omega' \in \Omega, \quad \forall k \in K, \quad \forall s \in S \quad (4.49)$$

$$\sum_{s=1}^S \lambda_{\omega' ks} u_{\omega' ks} - \sum_{s=1}^S \lambda_{\omega ks} u_{\omega ks} \geq -(1 - g_{\omega \omega' k}) M^p \quad \forall \omega, \omega' \in \Omega, \quad \forall k \in K, \quad \forall s \in S \quad (4.50)$$

A potência entregue  $p_{\omega jk}$ , associada ao cenário  $\omega$  pela central hidroelétrica  $j$  na hora  $k$ , necessita de ser descrita por uma formulação linear, sendo a sua descrição realizada pelas restrições dadas por:

$$p_{\omega jk} - \varphi|_{\forall r}(\mathbf{t}_{\omega jk}) = 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.51)$$

$$\mathbf{t}_{\omega jk} - \sum_{i \in Z} T_{ji} \pi_{\omega jki} = 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.52)$$

$$\sum_{i \in I} \pi_{\omega jki} - \mathbf{w}_{\omega jk} = 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.53)$$

$$\pi_{\omega jki} - m_{\omega jki} \leq 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.54)$$

$$m_{\omega jki} + m_{\omega jkl} \leq 1 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K, \quad \forall l \in I: i < l - 1 \quad (4.55)$$

$$\sum_{r \in R} d_{\omega jkr} = 1 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.56)$$

$$p_{\omega jk} - \sum_{i \in I} P_{jir} \pi_{\omega jki} - \Delta P_{jr} (1 - d_{\omega jkr}) \leq 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.57)$$

$$v_{\omega jk} - \sum_{r \in R} H_{jr-1} d_{\omega jkr} \geq 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.58)$$

$$v_{\omega jk} - \sum_{r \in R} H_{jr} d_{\omega jkr} \leq 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.59)$$

Em (4.51), a potência entregue é formulada como uma função paramétrica do caudal de água turbinado, sendo o parâmetro o volume de água associado aos  $r$  intervalos do respectivo reservatório. A função paramétrica que será utilizada para determinar a potência entregue é descrita por três valores,  $H_{jr}$ , de volumes de água armazenados nos reservatórios. Para cada valor do volume de água armazenado a relação entre  $p_{jk}$  e  $q_{jk}$  é representada por uma aproximação linear por troços, tendo quatro pontos limite.

Em (4.52), é determinado o caudal de água turbinado como uma combinação linear dos caudais de água nos pontos limite. Em (4.53) a (4.55), são indicadas as restrições auxiliares para a determinar do caudal de água turbinado. Em (4.56) e (4.57), são indicadas as restrições para a determinação do valor da potência. Em (4.58) e (4.59), são indicadas as restrições para determinação dos limites máximos e mínimos dos intervalos do volume de água.

As características técnicas e operacionais do sistema hidroeléctrico têm de ser consideradas na modelização como no caso anterior da empresa tomadora de preços. Estas características determinam as restrições dadas por:

$$v_{\omega jk} = v_{\omega jk-1} + a_{jk} + \sum_{m \in M_j} (t_{\omega mk-\tau_{mj}} + s_{\omega mk-\tau_{mj}}) - t_{\omega jk} - s_{\omega jk} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.60)$$

$$\underline{v}_j \leq v_{\omega jk} \leq \bar{v}_j \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.61)$$

$$w_{\omega jk} \underline{t}_j \leq t_{\omega jk} \leq w_{\omega jk} \bar{t}_j \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.62)$$

$$t_{\omega jk} - R_j \leq t_{\omega jk+1} \leq t_{\omega jk} + R_j \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.63)$$

$$s_{\omega jk} \geq 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.64)$$

$$y_{\omega jk} - z_{\omega jk} = w_{\omega jk} - w_{\omega jk-1} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.65)$$

$$y_{\omega jk} + z_{\omega jk} \leq 1 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.66)$$

$$w_{\omega jk} \underline{p}_j \leq p_{\omega jk} \leq w_{\omega jk} \bar{p}_j \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.67)$$

A restrição (4.60) corresponde à equação de balanço da água, a (4.61) descreve os limites técnicos de armazenamento dos reservatórios, a (4.62) descreve os limites técnicos do caudal de água turbinado, a (4.63) descreve as restrições de rampa, a (4.64) é a restrição de limite mínimo para o caudal de água descarregado, a (4.65) e a (4.66) serve para identificar o arranque das unidades, a (4.67) corresponde aos limites técnicos de potência.

### 4.3.3. Problemas da Exploração de um Sistema Hidroeléctrico

Nesta subsecção é apresentada em síntese a formulação do problema para a exploração de um sistema hidroeléctrico. Esta formulação está descrita respectivamente nas secções 4.3.1 e 4.3.2 para uma empresa tomadora de preços e para uma empresa dominante no mercado. A descrição das restrições dos problemas engloba as restrições não óbvias e óbvias, sendo estas últimas caracterizadas por determinarem limites técnicos de operação sem envolverem na definição desses limites variáveis de decisão.

Caso a empresa seja tomadora de preços o problema é dado por:

$$\max (1-\alpha) \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \left( \sum_{k=1}^K \lambda_{\omega k} \sum_{j=1}^J p_{jk} - \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J S U_j y_{jk} \right) + \alpha \left( \zeta - \frac{1}{1-\delta} \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \eta_{\omega} \right)$$

sujeito a:

$$\zeta - \left( \sum_{k=1}^K \lambda_{\omega k} \sum_{j=1}^J p_{jk} - \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J S U_j y_{jk} \right) \leq \eta_{\omega}$$

$$\eta_{\omega} \geq 0$$

$$v_{jk} = v_{jk-1} + a_{jk} + \sum_{m \in M_j} (t_{mk} + s_{mk}) - t_{jk} - s_{jk} \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$\underline{v}_j \leq v_{jk} \leq \bar{v}_j \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$w_{jk} \underline{t}_j \leq t_{jk} \leq w_{jk} \bar{t}_j \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$t_{jk} - R_j \leq t_{jk+1} \leq t_{jk} + R_j \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$y_{jk} - z_{jk} = w_{jk} - w_{jk-1}, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$y_{jk} + z_{jk} \leq 1 \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$s_{jk} \geq 0 \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$w_{jk} \underline{p}_j \leq p_{jk} \leq w_{jk} \bar{p}_j \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

Caso a empresa seja dominante no mercado o problema é dado por:

$$\max (1-\alpha) \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \sum_{k=1}^K \left[ \sum_{s=1}^S \lambda_{\omega ks} (f_{\omega ks} + u_{\omega ks} \underline{q}_{\omega ks}) - \sum_{j=1}^J S U_j y_{\omega kj} \right] + \alpha \left[ \zeta - \frac{1}{1-\delta} \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \eta_{\omega} \right]$$

sujeito a:

$$\zeta - \left( \sum_{s=1}^S \lambda_{\omega ks} (f_{\omega ks} + u_{\omega ks} \underline{q}_{\omega ks}) - \sum_{j=1}^J S U_j y_{\omega kj} \right) \leq \eta_{\omega}$$

$$\eta_{\omega} \geq 0$$

$$q_{\omega k} = \sum_{j=1}^J p_{\omega j k} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K$$

$$q_{\omega k} = \sum_{s=1}^S (f_{\omega k s} + u_{\omega k s} \underline{q}_{\omega k s}) \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K$$

$$0 \leq f_{\omega k s} \leq u_{\omega k s} \bar{f}_{\omega k s} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$\sum_{s=1}^S u_{\omega k s} = 1 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K, \quad \forall s \in S$$

$$q_{\omega k} - q_{\omega' k} \geq -M^q g_{\omega \omega' k} \quad \forall \omega, \omega' \in \Omega, \quad \forall k \in K$$

$$q_{\omega' k} - q_{\omega k} \geq -(1 - g_{\omega \omega' k}) M^q \quad \forall \omega, \omega' \in \Omega, \quad \forall k \in K$$

$$\sum_{s=1}^S \lambda_{\omega k s} u_{\omega k s} - \sum_{s=1}^S \lambda_{\omega' k s} u_{\omega' k s} \geq -M^p g_{\omega \omega' k} \quad \forall \omega, \omega' \in \Omega, \quad \forall k \in K, \quad \forall s \in S$$

$$\sum_{s=1}^S \lambda_{\omega' k s} u_{\omega' k s} - \sum_{s=1}^S \lambda_{\omega k s} u_{\omega k s} \geq -(1 - g_{\omega \omega' k}) M^p \quad \forall \omega, \omega' \in \Omega, \quad \forall k \in K, \quad \forall s \in S$$

$$p_{\omega j k} - \varphi|_{\varphi^r}(t_{\omega j k}) = 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$t_{\omega j k} - \sum_{i \in Z} T_{ji} \pi_{\omega j k i} = 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$\sum_{i \in I} \pi_{\omega j k i} - w_{\omega j k} = 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$\pi_{\omega j k i} - m_{\omega j k i} \leq 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$m_{\omega j k i} + m_{\omega j k l} \leq 1 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K, \quad \forall l \in I: i < l - 1$$

$$\sum_{r \in R} d_{\omega j k r} = 1 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$p_{\omega j k} - \sum_{i \in I} P_{jir} \pi_{\omega j k i} - \Delta P_{jr} (1 - d_{\omega j k r}) \leq 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$v_{\omega j k} - \sum_{r \in R} H_{jr-1} d_{\omega j k r} \geq 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$v_{\omega jk} - \sum_{r \in R} H_{jr} d_{\omega jkr} \leq 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$v_{\omega jk} = v_{\omega jk-1} + a_{jk} + \sum_{m \in M_j} (t_{\omega mk-\tau_{mj}} + s_{\omega mk-\tau_{mj}}) - t_{\omega jk} - s_{\omega jk}$$

$$\forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$\underline{v}_j \leq v_{\omega jk} \leq \bar{v}_j \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$w_{\omega jk} \underline{t}_j \leq t_{\omega jk} \leq w_{\omega jk} \bar{t}_j \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$t_{\omega jk} - R_j \leq t_{\omega jk+1} \leq t_{\omega jk} + R_j \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$s_{\omega jk} \geq 0 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$y_{\omega jk} - z_{\omega jk} = w_{\omega jk} - w_{\omega jk-1} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$y_{\omega jk} + z_{\omega jk} \leq 1 \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

$$w_{\omega jk} \underline{p}_j \leq p_{\omega jk} \leq w_{\omega jk} \bar{p}_j \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K$$

Ambas as funções objectivo, quer no caso da empresa tomadora de preços quer de dominante no mercado resultam da combinação convexa pelo parâmetro  $\alpha$ , factor de ponderação de risco, entre uma função que determina o lucro e a que introduz a medida de risco CVaR. Esta medida de risco depende do nível de confiança,  $\delta$ , que para valores próximos da unidade impõe a escolha do pior cenário.

#### 4.4. Resultados Numéricos

Neste subcapítulo são apresentados os resultados numéricos obtidos para dois casos de estudo respectivamente para uma empresa tomadora de preços e para uma empresa dominante no mercado. Os casos de estudo ilustram o desempenho da metodologia estocástica proposta para a resolução do problema de optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico, considerando a incerteza e o risco no horizonte temporal a curto prazo, que é considerado como sendo 24 horas com períodos de oferta horários.

Os dados considerados são respeitantes a um sistema hidroeléctrico com configuração hidráulica em cascata, existente em Portugal. Esse sistema hidroeléctrico é constituído por sete reservatórios como é apresentado na Figura 4.8.

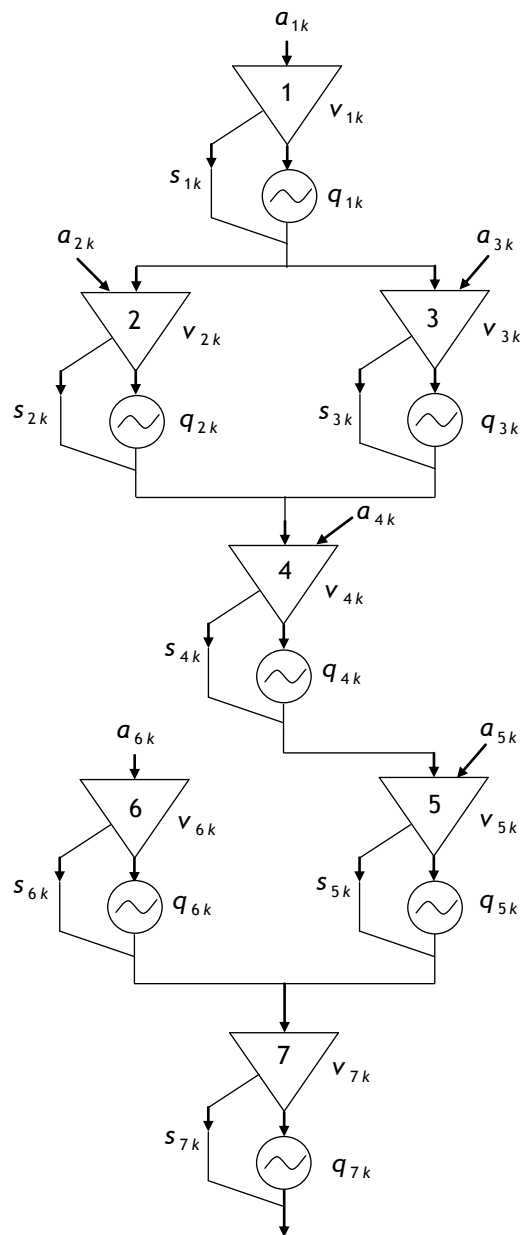


Figura 4.8: Sistema hidroeléctrico com sete reservatórios em cascata estudado.

Na Figura 4.8, está ilustrado o sistema hidroeléctrico baseado no Douro Nacional: (1) Pocinho; (2) Valeira; (3) Vilar-Tabuaço; (4) Régua; (5) Carrapatelo; (6) Torrão; (7) Crestuma-Lever, sendo as centrais numeradas por 1, 2, 4, 5 e 7, centrais de fio de água e as numeradas por 3 e 6, centrais de albufeira. Os custos de arranque das unidades hídras foram determinados por uma função linear dependente da potência máxima da central,  $SU_j = 2,5 \bar{p}_j$  [García-González07].

A afluência natural ao reservatório 7 é, sendo para os reservatórios de 1 a 6 a que é apresentada na Figura 4.9.

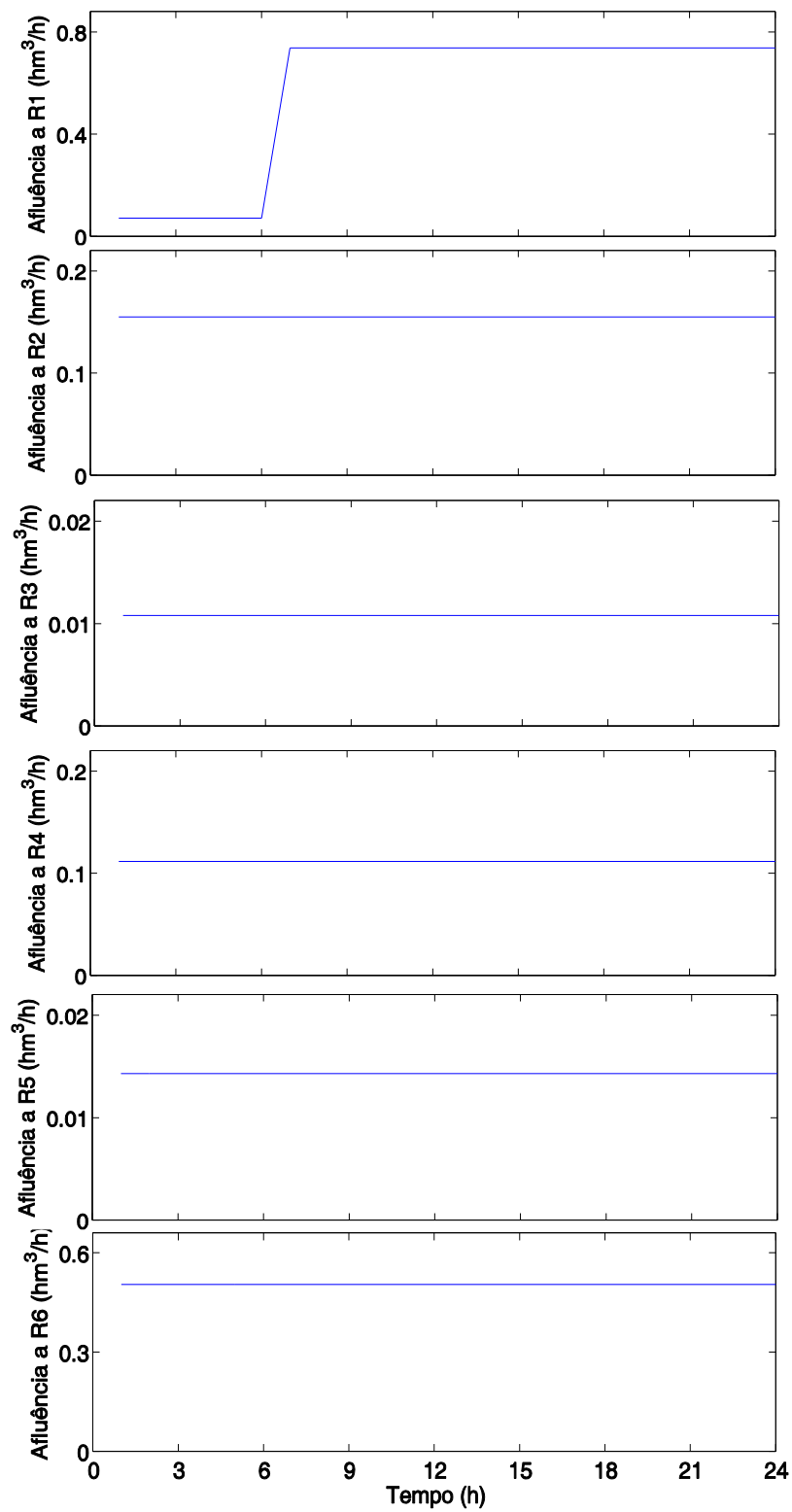


Figura 4.9: Afluência natural aos reservatórios 1 a 6.

Nesta tese, o volume final de água armazenado nos reservatórios é obtido fixando cotas objectivo para o horizonte temporal a curto prazo. O valor fixado para as cotas objectivo provém do resultado obtido pelo planeamento a médio prazo responsável por determinar as metas semanais de operação de cada aproveitamento hidroeléctrico.

O volume final de água nos reservatórios é igual ao valor no início do horizonte temporal, sendo o volume inicial correspondente a 80% do volume máximo e o volume mínimo correspondente a 20% do volume máximo. Os dados para o sistema hidroeléctrico são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Dados do sistema hidroeléctrico

#	$\underline{v}_j$ (hm <sup>3</sup> )	$\bar{v}_j$ (hm <sup>3</sup> )	$v_{j0}$ (hm <sup>3</sup> )	$\underline{p}_j$ (MW)	$\bar{p}_j$ (MW)	$\underline{q}_j$ (m <sup>3</sup> /s)	$\bar{q}_j$ (m <sup>3</sup> /s)
1	2,59	12,94	10,35	28,00	188,08	168,13	1144,50
2	2,66	13,30	10,64	29,99	237,14	104,70	1080,00
3	19,50	97,50	78,00	10,67	60,00	3,00	16,40
4	2,40	12,00	9,60	24,99	185,99	104,67	900,00
5	2,20	11,00	8,80	29,99	201,02	93,23	881,31
6	36,89	58,38	46,70	39,99	134,02	94,99	326,34
7	4,30	21,50	17,20	19,99	117,01	182,83	1356,51

O sistema baseado no Douro Nacional é estudado tendo em consideração as duas formas de participar no mercado de electricidade, consoante exerça ou não poder de mercado, respectivamente Caso\_A e Caso\_B seguintes.

#### 4.4.1. Caso\_A – Hipótese de Tomador de Preços

O sistema hidroeléctrico não pode afectar os preços de mercado da energia eléctrica com as suas estratégias de oferta, visto que, por hipótese a sua capacidade de produção é diminuta comparativamente às restantes empresas produtoras que actuam no mercado de electricidade. Neste caso de estudo, o processo de determinação dos preços de mercado da energia eléctrica é conseguido através da metodologia apresentada no Capítulo 3, gerando um conjunto de cenários para os preços da energia eléctrica. Os preços da energia eléctrica são dados de entrada para o problema de optimização da exploração do sistema hidroeléctrico.

Os cenários previstos para os preços da energia eléctrica, considerando o horizonte temporal de um dia, dividido em 24 períodos horários, são apresentados na Figura 4.10.

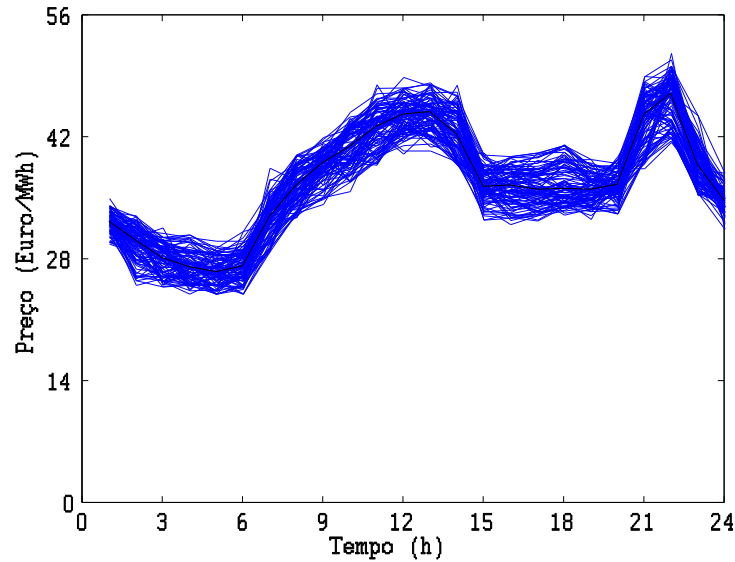


Figura 4.10: Cenários previstos para os preços da energia eléctrica no mercado diário.

O número de cenários de preços da energia eléctrica gerados para o problema de optimização é  $\Omega=150$ . Este número foi escolhido arbitrariamente, onde a probabilidade de ocorrência de cada cenário gerado é  $1/\Omega$ . O número de variáveis contínuas, variáveis binárias e restrições deste caso de estudo é apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Número de variáveis e restrições do caso de estudo

Variáveis contínuas	823
Variáveis binárias	504
Restrições não óbvias	1326

Na Tabela 4.2, o número total de variáveis contínuas é igual à soma: do produto do número de unidades, 7, pelo número de horas, 24, e pelo número de variáveis de decisão contínuas, 4, necessárias para cada unidade em cada hora; mais a variável de valor em risco, mais a variável auxiliar,  $\eta_o$ . O número total de variáveis binárias é igual ao produto do número de unidades pelo número de horas e pelo número de variáveis de decisão binárias, 3, para cada unidade em cada hora. O número total de restrições é igual ao produto do número de unidades pelo número de horas e pelo número de restrições, 8, necessárias para cada unidade em cada hora.

Os resultados obtidos para o problema de optimização da exploração do sistema hidroeléctrico, considerando a empresa tomadora de preços, são obtidos tendo em consideração diferentes valores para o factor de ponderação de risco  $\alpha$ , variando entre 0 e 1 com passo igual a 0,2. O nível de confiança considerado é de  $\delta = 0,95$ . Os resultados obtidos para os diferentes valores de ponderação de risco permitem determinar a curva da fronteira eficiente de Markowitz para este problema.

A curva da fronteira eficiente de Markowitz representa o lucro esperado versus o desvio padrão do lucro, considerando seis valores diferentes de  $\alpha$ , como é apresentada na Figura 4.11.

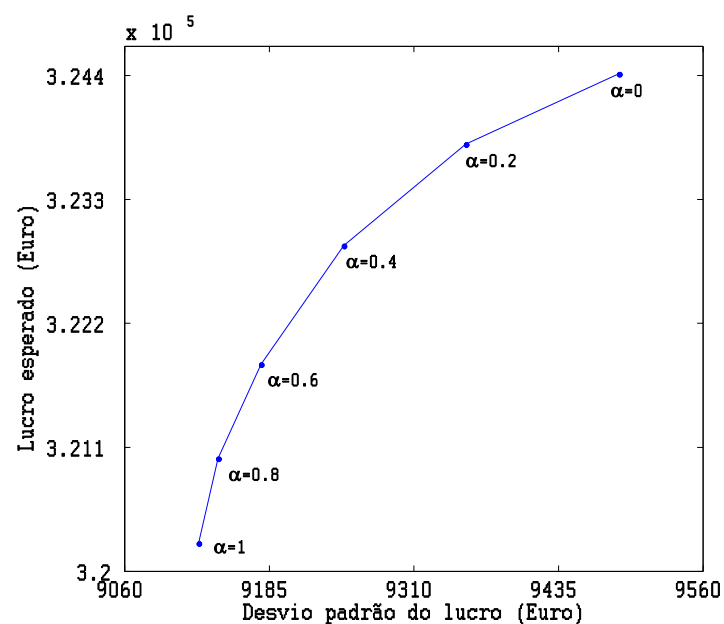


Figura 4.11: Lucro esperado versus desvio padrão do lucro.

Na Figura 4.11, a curva da fronteira eficiente de Markowitz apresenta o portfolio de soluções eficientes com o lucro máximo esperado para cada factor de ponderação de risco ou alternativamente, o factor de ponderação de risco para cada lucro esperado. O sistema hidroeléctrico se optar por ser neutro ao risco  $\alpha = 0,00$ , terá uma previsão de lucro esperado de 324415 Euros, sendo o desvio padrão de 9487 Euros; se optar por ser a avesso ao risco  $\alpha = 1,00$ , terá uma previsão de lucro esperado de 320249 Euros, sendo o desvio padrão de 9123 Euros. Os desvios padrão entre a opção de neutro ao risco e avesso ao risco sofrem um decréscimo de 364 Euros.

É constatado que soluções que envolvam um risco reduzido, desvio padrão baixo, estão associadas a menores lucros esperados, i.e., o lucro esperado da empresa produtora de energia eléctrica aumenta à medida que o seu desvio padrão aumenta.

A partir da curva da fronteira eficiente, a empresa produtora pode escolher o seu portfolio óptimo, de acordo com a sua aversão ao risco. Uma empresa mais avessa ao risco deve optar por um portfolio mais à esquerda da curva.

A empresa recebe o valor da venda pela sua produção em cada hora, sendo o lucro a diferença entre esse valor e o associado aos custos, neste caso, é somente considerado o custo de arranque. A consideração de outros custos que são fixos não altera as conclusões, caso sejam variáveis com a produção devem ser incluídos na modelização do problema para que os resultados sejam mais realísticos.

O comportamento da empresa tomadora de preços face ao risco vai influenciar a oferta que fará no mercado de electricidade e conseqüentemente o lucro esperado. O lucro esperado será decrescente com o aumento da ponderação do risco, visto que, a empresa produtora reduzirá a sua oferta nas horas correspondentes a maior risco para evitar o incumprimento que daí possa advir.

Uma comparação em função do factor de ponderação de risco entre o desvio padrão, lucro esperado, percentagem de aumento da receita esperada e tempo de computação é apresentada na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Resultados comparativos entre a percentagem de aumento do lucro esperado para diferentes factores de ponderação de risco

Ponderação de risco	Desvio padrão (Euro)	Lucro esperado (Euro)	% Aumento	Tempo de computação (s)
1,00	9123	320249	-	8,11
0,80	9141	321001	0,23	7,61
0,60	9178	321836	0,50	7,04
0,40	9249	322890	0,82	6,37
0,20	9355	323791	1,11	5,41
0,00	9487	324415	1,30	4,76

Na Tabela 4.3, o máximo lucro é obtido para o factor de ponderação de risco que corresponde a  $\alpha = 0,00$ , empresa produtora neutra ao risco, este lucro apresenta um aumento do valor de 1,30% relativamente ao caso de ser uma empresa produtora avessa ao risco. Para  $\alpha = 1,00$ , o lucro esperado apresenta uma redução de 1,28% relativamente ao caso de ser uma empresa produtora neutra ao risco, acompanhada por uma redução de 3,84% no desvio padrão. O tempo de computação é da ordem das unidades de segundo, sendo mínimo quando a ponderação de risco é nula.

Os resultados obtidos para a potência em cada central hidroeléctrica, considerando o factor de ponderação de risco correspondente a  $\alpha = 0,00$  e  $\alpha = 1,00$ , são respectivamente apresentados na Figura 4.12 e na Figura 4.13.

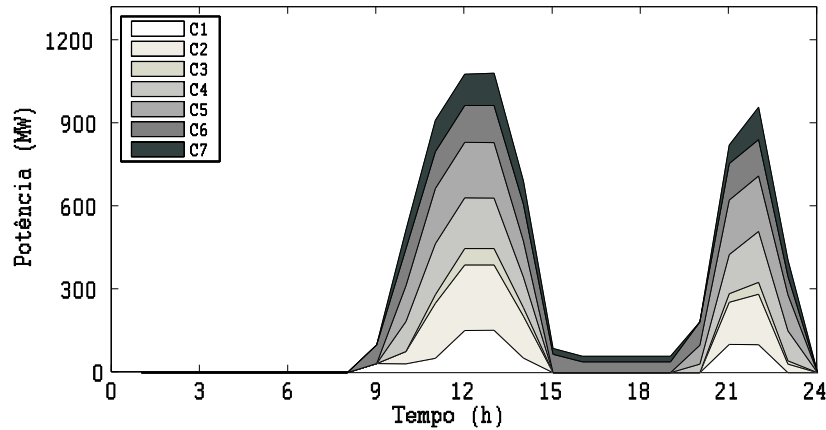


Figura 4.12: Potência em cada central, ponderação de risco  $\alpha = 0,00$ .

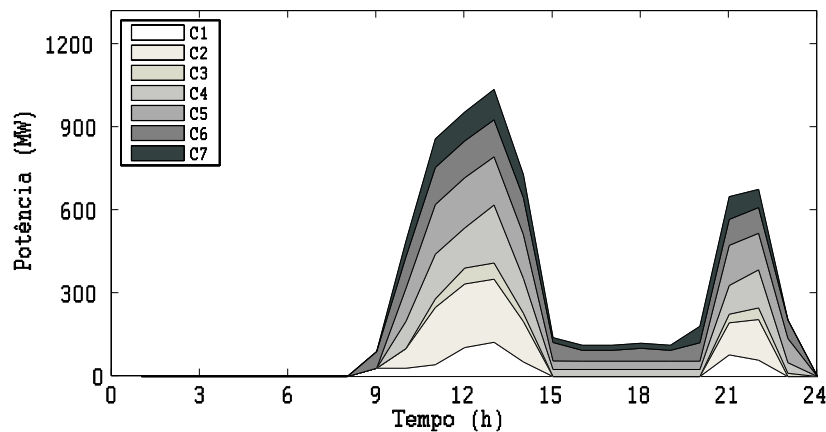


Figura 4.13: Potência em cada central, ponderação de risco  $\alpha = 1,00$ .

Na Figura 4.12 e na Figura 4.13, os reservatórios, C1 a C7, devem utilizar a água de forma coerente com o risco que assumem, considerando que os reservatórios são geridos de modo a que satisfaçam as restrições estabelecidas pelas cotas objectivo, i.e., o volume inicial e o volume final nos reservatórios são impostos. Pelo que, entre a hora 15 e a hora 21 pode ser observado comparativamente que se houver neutralidade ao risco deve ser feita uma opção de desligar as unidades. Contrariamente, se a opção for de ser avessa ao risco pode ser observado que são mantidas as unidades em funcionamento, embora com baixos níveis de potência, evitando futuros custos de arranque. Esta atitude é uma manifestação da sensibilidade ao risco, visto que, se for neutra ao risco tende a gerir o aproveitamento do recurso hídrico de modo a aproveitar as horas com preço de

energia eléctrica mais elevado, armazenando a água nos reservatórios nas horas menos favoráveis. Caso contrário, a sensibilidade ao risco leva a que exista preferência em evitar o custo de arranque e aproveitar para manter a produção em horas com menor valor de preço da energia eléctrica.

Os resultados para o sistema hidroeléctrico obtidos referentes à potência para os factores de ponderação de risco correspondentes a  $\alpha = 0,00$  e  $\alpha = 1,00$  são apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Resultados obtidos para os limites de ponderação de risco

Hora	Potência (MW)		Hora	Potência (MW)	
	$\alpha = 0,00$	$\alpha = 1,00$		$\alpha = 0,00$	$\alpha = 1,00$
1	0	0	13	1082,38	1037,73
2	0	0	14	692,34	729,94
3	0	0	15	87,25	140,46
4	0	0	16	59,48	120,11
5	0	0	17	59,53	112,61
6	0	0	18	59,58	120,11
7	0	0	19	59,63	112,55
8	0	0	20	183,18	181,12
9	90,20	90,20	21	822,98	650,56
10	515,71	489,93	22	959,53	676,17
11	912,21	859,23	23	407,99	204,15
12	1079,17	955,24	24	0	0

Na Tabela 4.4, os resultados obtidos mostram que para os factores de ponderação de risco extremos são obtidos planeamentos diferentes. Uma comparação entre o valor total da energia associada com os respectivos factores de ponderação de risco extremos permite concluir que: empresa neutra ao risco, 7081,56 MWh; empresa avessa ao risco, 6472,64 MWh. Esta diferença resulta pelo facto da sensibilidade ao risco conduzir a um planeamento que embora satisfazendo as cotas objectivo dos reservatórios faz a opção de reduzir a oferta de produção nas horas com maior risco e aumentar a oferta nas restantes horas, implicando que a altura de queda das unidades seja inferior devido a manter as unidades ligadas durante um intervalo de tempo superior. Assim, a empresa produtora de energia eléctrica quando é considerada neutra ao risco,  $\alpha = 0,00$ , procura aumentar a produção de electricidade nas horas onde os preços da energia eléctrica são mais elevados, visando a

maximização do lucro esperado. A empresa produtora quando é considerada avessa ao risco,  $\alpha = 1,00$ , i.e., quando esta assume valores mais elevados para o factor de ponderação de risco, o número de horas em que as centrais hidroeléctricas permanecem ligadas tende a aumentar, visto que, como realiza ofertas inferiores nas horas de maior risco tem disponibilidade para proceder a ofertas nas restantes horas. A diferença da potência eléctrica associada à energia das ofertas em cada hora, entre neutra ao risco e avessa ao risco é apresentada na Figura 4.14.

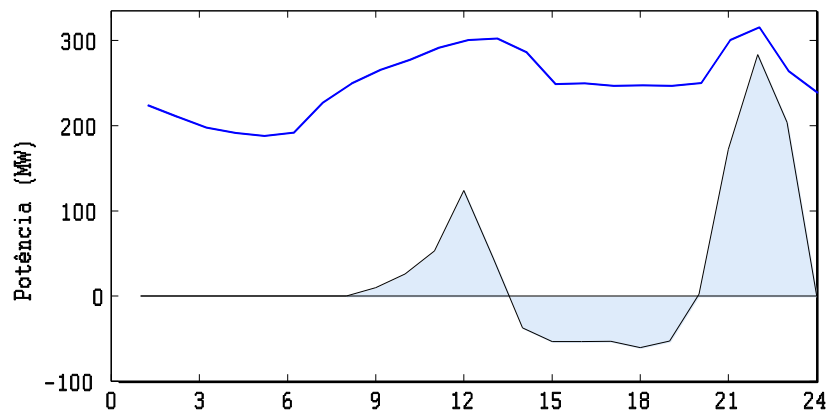


Figura 4.14: Diferença de potência entre neutra e avessa ao risco.

Na Figura 4.14, o traço azul corresponde ao perfil médio dos cenários de preços da energia eléctrica e a área a sombreado corresponde à diferença de energia entre as ofertas de produtor neutro e avesso ao risco. Nesta figura é observado que o comportamento da diferença da potência das ofertas em cada hora, entre neutra ao risco e avessa ao risco, segue a tendência do perfil do valor médio dos preços da energia eléctrica o que, como anteriormente foi referido, é uma manifestação da consideração de risco.

As curvas de valor da água consideradas são representadas por funções lineares por troços com valores que variam entre 6 Euro/MWh e 66 Euro/MWh, sendo que o primeiro valor corresponde ao maior volume final de água e o segundo ao menor valor económico da água para o reservatório. Neste caso de estudo são considerados 11 valores para os diferentes volumes finais de água, seguindo o trabalho de [García-González06].

As curvas de ofertas horárias referentes ao sistema hidroeléctrico considerado no caso de estudo para os factores de ponderação de risco correspondentes a  $\alpha = 0,00$  e  $\alpha = 1,00$  são apresentadas na Figura 4.15.

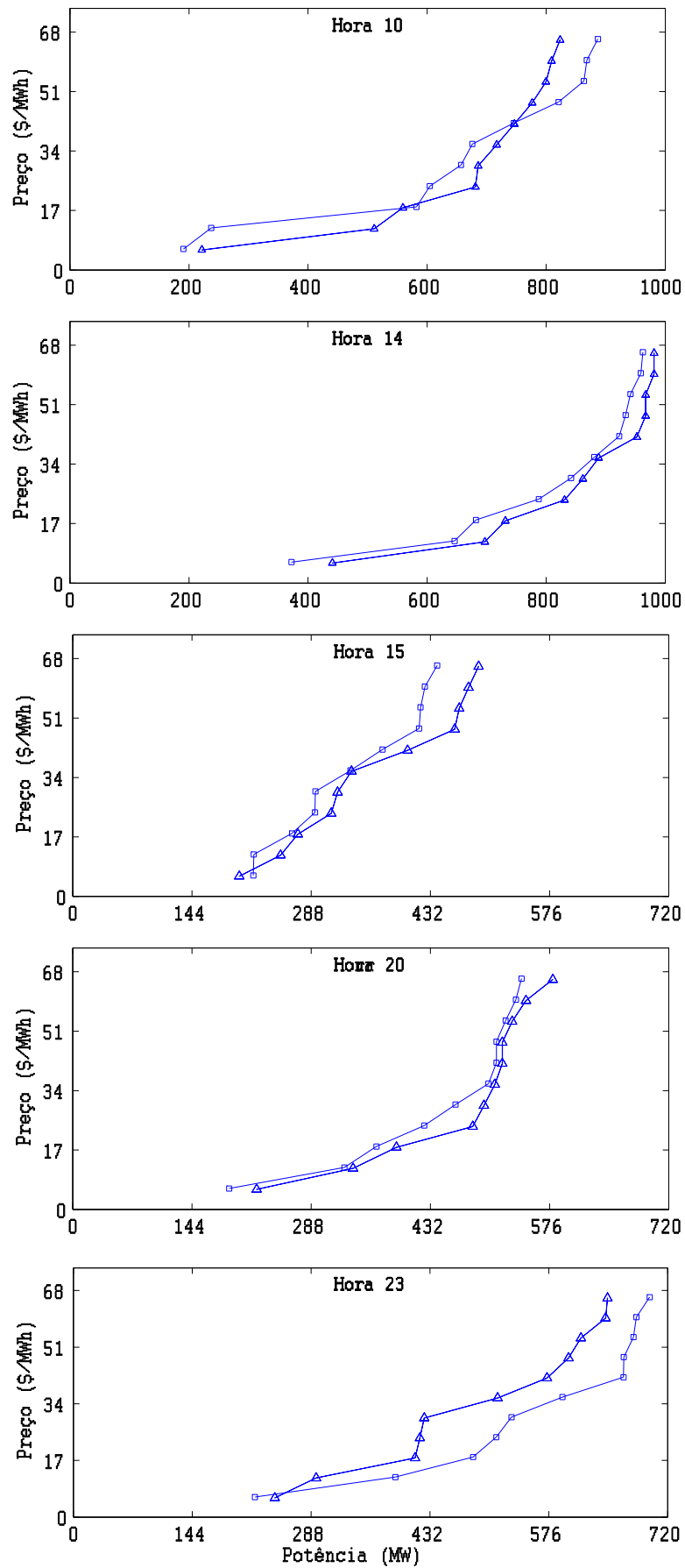


Figura 4.15: Curvas de oferta horárias, ponderação de risco  $\alpha = 0,00$  ( $\square$ ) e  $\alpha = 1,00$  ( $\Delta$ ).

Na Figura 4.15, é observado nas horas apresentadas que quanto maior for o volume final de água nos reservatórios, menor será a quantidade de energia produzida. Esta observação deriva da afluência aos reservatórios ter que ser armazenada para que se atinja no final do horizonte um volume de água mais elevado no reservatório. Além disso, é verificado que para os factores de ponderação de risco correspondentes a  $\alpha = 0,00$  e  $\alpha = 1,00$ , as curvas de oferta apresentam perfis diferentes condicionados pelos factores de incerteza presentes no mercado de electricidade.

#### 4.4.2. Caso\_B – Hipótese de Dominante no Mercado

Neste caso de estudo, o número de escalões considerados para identificar a aproximação por troços para cada curva de demanda residual é  $S = 5$ . Para simular a incerteza é considerado que o número de cenários de curvas de demanda residual para cada hora é  $\Omega = 10$ , perfazendo um total de 240 cenários no horizonte temporal das 24 horas. O número de variáveis contínuas, variáveis binárias e restrições deste caso de estudo é apresentado na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Número de variáveis e restrições do caso de estudo

Variáveis contínuas	14891
Variáveis binárias	19080
Restrições não óbvias	47770

Na Tabela 4.5, o número total de variáveis contínuas é igual à soma: do produto do número de unidades, 7, pelo número de horas, 24, pelo número de variáveis de decisão contínuas, 9, pelo número escalões, 5, pelo número de cenários, 10, e pelo número de pontos limite, 4, necessários para cada unidade em cada hora; mais a variável de valor em risco mais a variável auxiliar,  $\eta_{\omega}$ . O número total de variáveis binárias é igual ao produto do número de unidades pelo número de horas, pelo número de variáveis de decisão binárias, 7, pelo número escalões, pelo número de cenários, pelo número de combinações de pares de cenários, 45, pelo número de intervalos de volume, 3, e pelo número de pontos limite para cada unidade em cada hora. O número total de restrições não óbvias é igual ao produto do número de unidades pelo número de horas, pelo número de cenários, pelo número escalões, pelo número de combinações de pares de cenários e pelo número de restrições, 21, necessárias para cada unidade em cada hora.

Os cenários das curvas de demanda residual para um conjunto de horas seleccionadas aleatoriamente são apresentados na Figura 4.16.

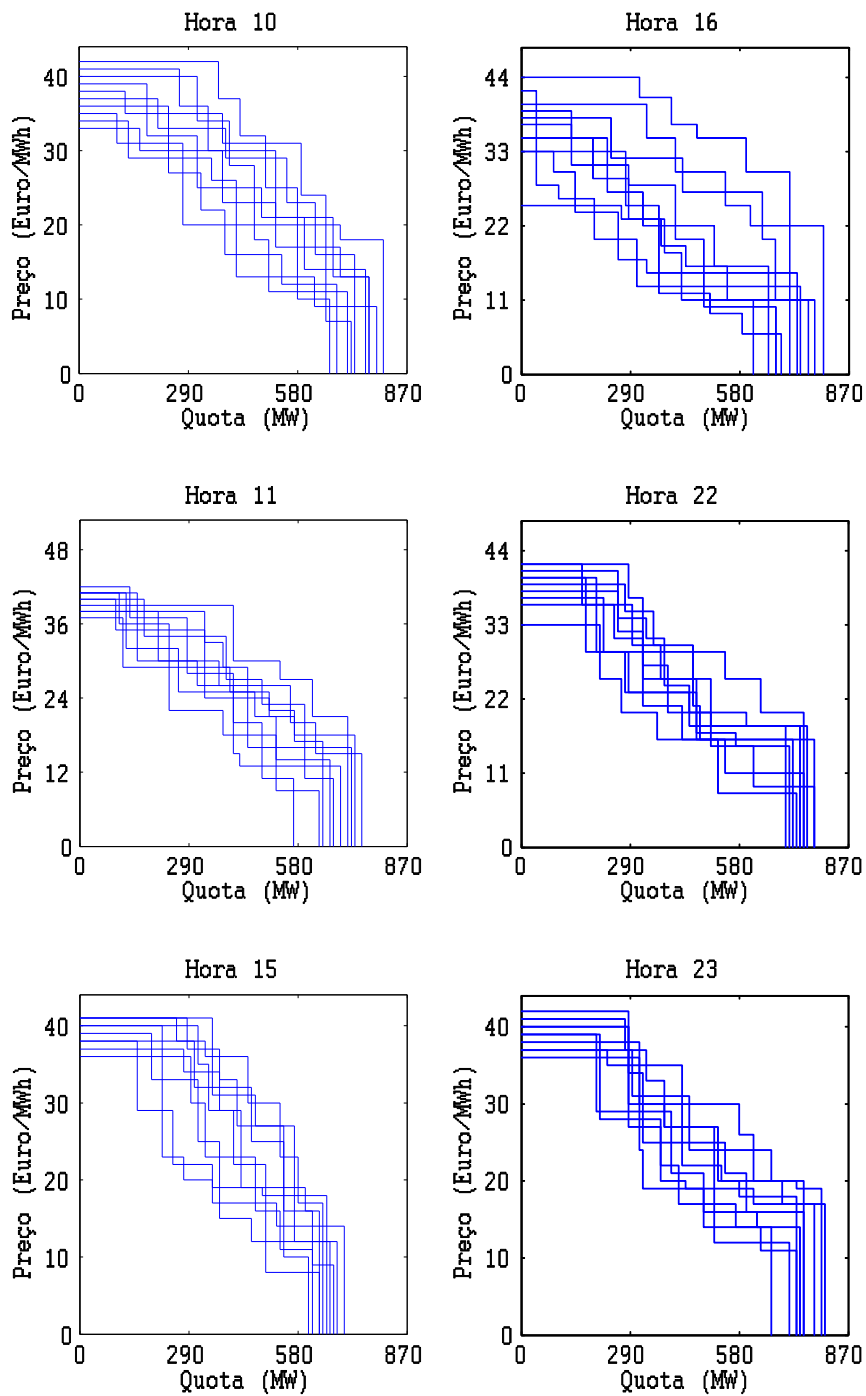


Figura 4.16: Cenários gerados para as curvas de demanda residual.

Na Figura 4.16, as curvas monótonas não crescentes de demanda residual foram determinadas com base numa construção matemática. Nesta construção foi tido em consideração valores típicos para essas curvas descritas na literatura técnica especializada, sendo feita uma adaptação para o caso em estudo.

A curva da fronteira eficiente de Markowitz, lucro esperado versus o desvio padrão do lucro, considerando seis valores diferentes de  $\alpha$ , é apresentada na Figura 4.17.

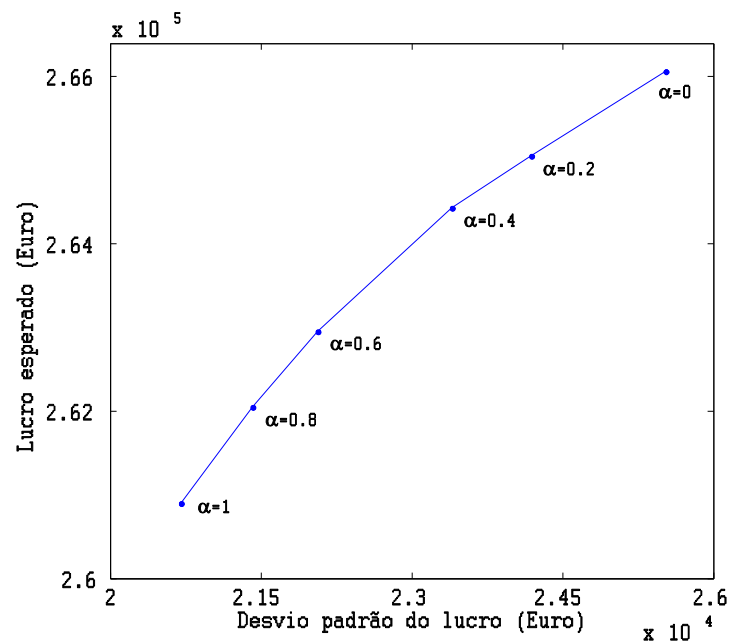


Figura 4.17: Lucro esperado versus desvio padrão do lucro.

Na Figura 4.17, neutra ao risco implica uma previsão de lucro esperado de 266060 Euros, desvio padrão de 25522 Euros; avessa ao risco implica uma previsão de lucro esperado de 260901 Euros, desvio padrão de 20701 Euros. Os desvios padrão entre a neutra e avessa ao risco decrescem de 4821 Euros.

Uma comparação em função do factor de ponderação de risco entre o desvio padrão, lucro esperado, percentagem de aumento da receita esperada e tempo de computação é apresentada na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Resultados comparativos entre a percentagem de aumento do lucro esperado para diferentes factores de ponderação de risco

Ponderação de risco	Desvio padrão (Euro)	Lucro esperado (Euro)	% Aumento	Tempo de computação (s)
1,00	20701	260901	-	1592
0,80	21413	262050	0,44	1573
0,60	22061	262953	0,79	1540
0,40	23396	264430	1,35	1499
0,20	24185	265050	1,59	1458
0,00	25522	266060	1,98	1405

Na Tabela 4.6, o máximo lucro é obtido para o factor de ponderação de risco que corresponde a  $\alpha = 0,00$ , neutra ao risco, este lucro apresenta um aumento do valor de 1,98% relativamente ao caso de ser avessa ao risco. Para  $\alpha = 1,00$ , o lucro esperado apresenta uma redução de 1,94% relativamente ao caso de ser neutra ao risco, acompanhada por uma redução de 18,89% no desvio padrão do lucro.

Os resultados obtidos para a potência em cada central hidroeléctrica, considerando o factor de ponderação de risco correspondente a  $\alpha = 0,00$  e  $\alpha = 1,00$ , são respectivamente apresentados na Figura 4.18 e na Figura 4.19.

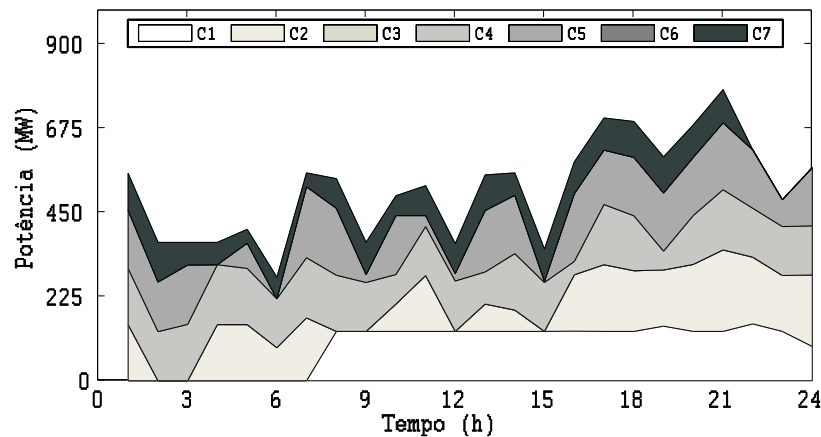


Figura 4.18: Potência em cada central, ponderação de risco  $\alpha = 0,00$ , cenário # 3.

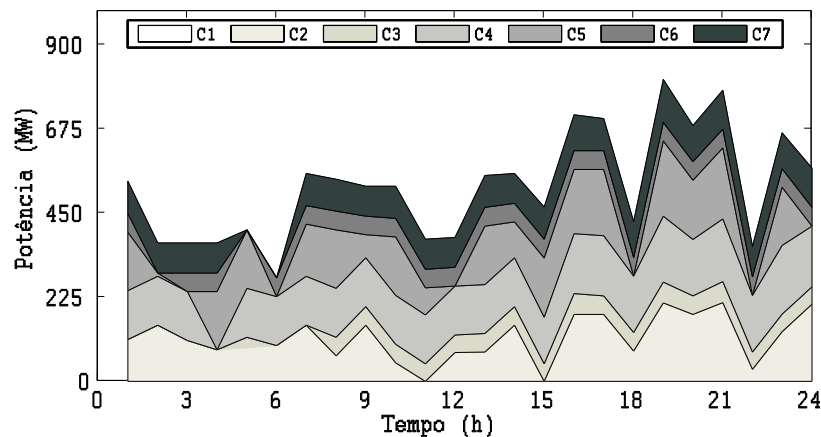


Figura 4.19: Potência em cada central, ponderação de risco  $\alpha = 1,00$ , cenário # 3.

Na Figura 4.19, as centrais hidroeléctricas apresentam, para algumas horas, valores de potência elevados, implicando preços da energia eléctrica baixos, visto que, como são dominantes podem conduzir a uma alteração do preço, estando de acordo com a definição das curvas de demanda residual. Este comportamento, assumido pela

empresa produtora dominante avessa ao risco,  $\alpha = 1,00$ , pode ser considerado como uma estratégia tendo como objectivo impor às restantes empresas produtoras, particularmente as empresas tomadoras de preços, margens de lucro inferiores ou até impedir que potenciais concorrentes entrem no mercado diário.

O preço médio de mercado e a quota média para o factor de ponderação de risco  $\alpha = 1,00$  e  $\alpha = 0$  são apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Preço médio de mercado e a quota média, ponderação de risco  $\alpha = 1,00$  e  $\alpha = 0,00$  considerado ao longo do dia no cenário # 3

Ponderação de risco	Preço médio de mercado (Euro/MWh)	Quota média (MW)
0,00	21,92	537,65
1,00	19,96	541,21

Na Tabela 4.7, o preço médio de mercado é menor para o factor de ponderação de risco igual a  $\alpha = 1,00$  do que para  $\alpha = 0,00$ . Quando o sistema hidroeléctrico é avesso ao risco, e considerando que é dominante no mercado, o preço de mercado tende a baixar de modo a que seja transaccionada maior quantidade de energia a um preço inferior, garantindo a sua comercialização no mercado diário. Quando a empresa é neutra ao risco  $\alpha = 0,00$  é verificado o oposto.

A produção média horária do sistema hidroeléctrico neutro ao risco e os preços médios são apresentados na Figura 4.20.

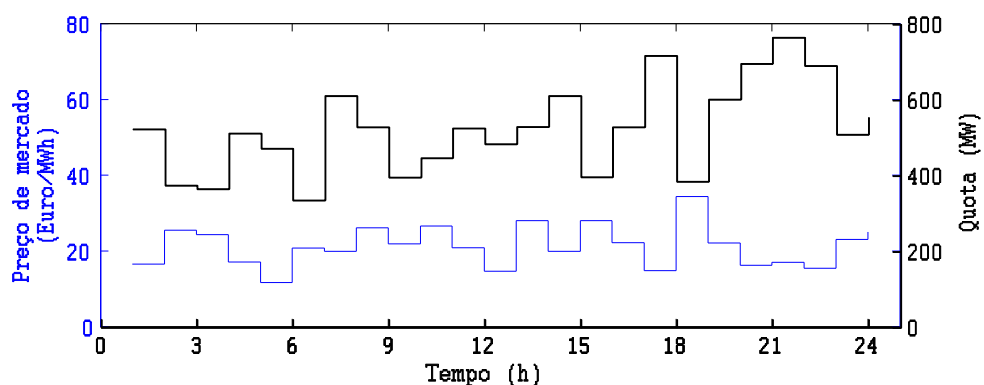


Figura 4.20: Produção média horária para a empresa produtora neutra ao risco  $\alpha = 0,00$ .

Na Figura 4.20, a produção média horária em cada hora, corresponde ao quociente entre a soma das quotas obtidas na hora  $k$ , para o conjunto dos cenários, pelo número total de cenários definidos no problema. Na Figura 4.20, as quotas obtidas

para a empresa dominante no mercado tendem a aumentar, sendo verificado o facto de existir um comportamento oposto para os preços de mercado. Pelo que, os preços de mercado não seguem o sentido das quotas da empresa dominante no mercado, sendo tal facto uma manifestação do poder de mercado.

As curvas de oferta óptimas a submeter ao mercado diário para cada hora, considerando os factores de ponderação de risco correspondentes a  $\alpha = 0,00$  e  $\alpha = 1,00$  são apresentadas na Figura 4.21.

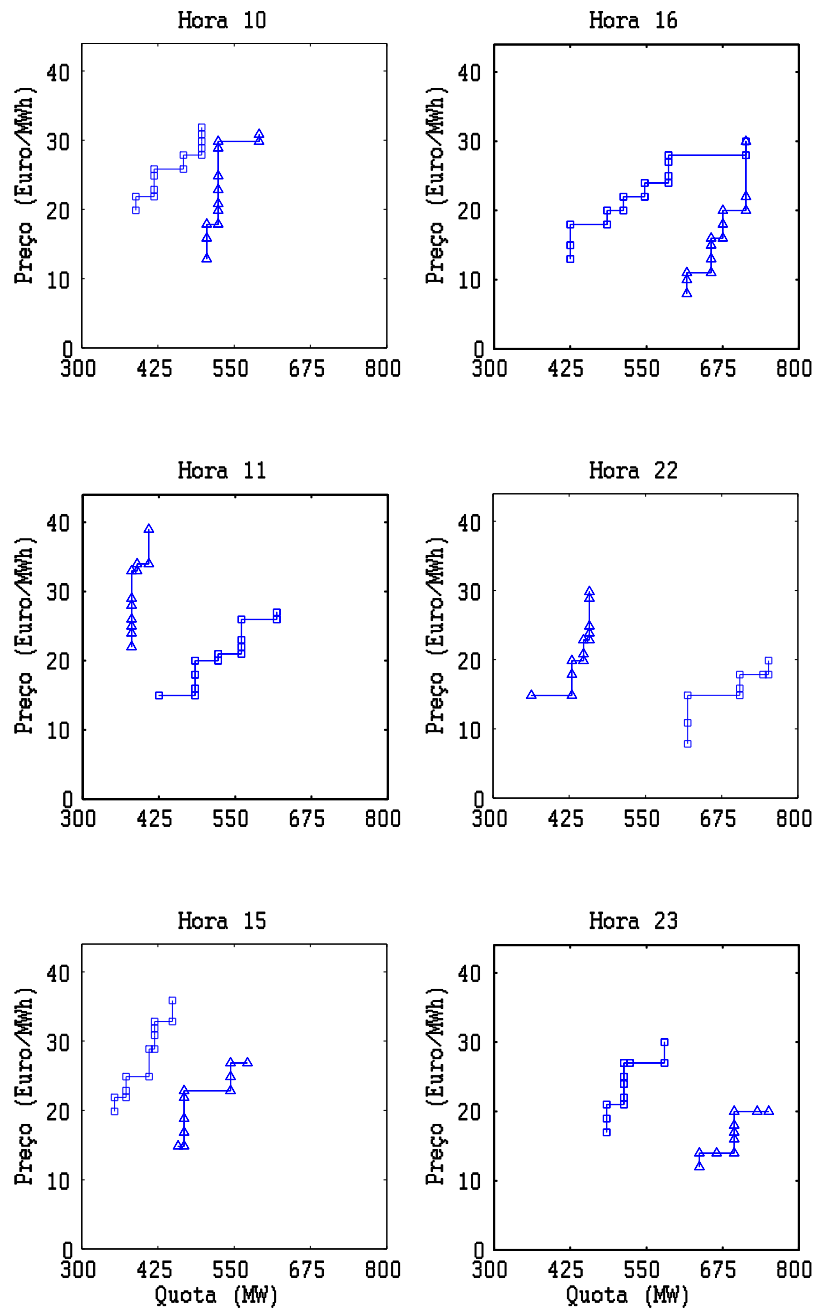


Figura 4.21: Curvas de oferta horárias, ponderação de risco  $\alpha = 0,00$  ( $\square$ ) e  $\alpha = 1,00$  ( $\Delta$ ).

Na Figura 4.21, a maioria das ofertas estabelecidas para o factor de ponderação de risco correspondente a  $\alpha = 0,00$ , apresentam um preço mais elevado para menores quantidades de energia. A curva de oferta correspondente a  $\alpha = 1,00$ , obtida para a décima primeira hora, é caracterizada pelo facto de apresentar uma variação da abcissa muito pequena, i.e., a curva é significativamente vertical. Este facto resulta de a venda prevista ser de cerca de 400 MWh no mercado. Em consequência, o preço de mercado pode variar entre cerca de 22 Euro/MWh e 34 Euro/MWh devido ao comportamento incerto dos restantes participantes do mercado.

Os valores da função objectivo, considerando  $\alpha = 0,00$ , utilizando a aplicação de optimização CPLEX 12.1, em função do tempo de computação até à convergência são apresentados na Figura 4.22.

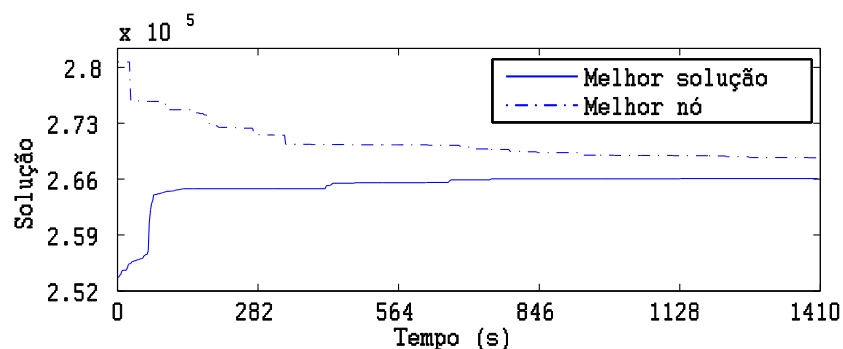


Figura 4.22: Processo de convergência do CPLEX 12.1, ponderação de risco  $\alpha = 0,00$ .

A aplicação de optimização CPLEX termina quando for atingida a solução inteira admissível com MIPGap inferior ou igual a 1,00%. A metodologia proposta terminou com uma solução de 266060 Euros e um MIPGap de 0,99%.

Para fazer uma comparação, mas sem as restrições de (4.43) a (4.46), entre a metodologia proposta e uma metodologia determinística para o problema foi determinado o valor da solução estocástica (VSS), sendo este valor de:

$$\text{VSS (Euro)} = 295026 - 271198 = 23828 \text{ Euros}$$

$$\text{VSS (\%)} = 8,79 \%$$

O valor 271198 Euros corresponde ao lucro médio obtido para o problema de optimização determinístico. Portanto, a solução neutra ao risco obtida, utilizando metodologia baseada em programação estocástica, tem melhor lucro relativamente à solução obtida através da metodologia determinística.

## 4.5. Conclusão

A liberalização do sector eléctrico promoveu uma maior competição entre as empresas que oferecem energia no mercado diário, obrigando as empresas a desenvolver uma nova abordagem para o problema de optimização da exploração de curto prazo de um sistema hidroeléctrico, de forma a mitigar a incerteza e o risco que estas enfrentam no mercado de electricidade.

A incerteza inerente ao mercado de electricidade e o risco foram tomados em consideração no problema de optimização da exploração de curto prazo de um sistema hidroeléctrico, constituído por um sistema de aproveitamentos hidroeléctricos em cascata, considerando a variação da altura de queda, os custos de arranque associados às unidades hídricas, as restrições de limites técnicos de operação. A função objectivo caracterizada no problema permite maximizar a soma do lucro esperado adicionado de um termo que define uma medida de risco que controla a variabilidade do lucro, o CVaR.

A exploração de curto prazo de um sistema hidroeléctrico, que é objecto desta tese, apresenta como principal conclusão que as curvas de oferta permitem às empresas produtoras de energia eléctrica disporem de um sistema de suporte para que nas decisões de ofertas no mercado de diário considerem a incerteza derivada da interacção entre os diversos participantes do mercado. Se não existisse incerteza, significava que as empresas produtoras de energia eléctrica conheciam todas as ofertas de compra e venda de energia dos restantes participantes do mercado, pelo que, poderiam otimizar o seu lucro de forma determinística, oferecendo um único bloco de quantidade-preço que é determinado pela oferta óptima.

A estocacidade intrínseca ao processo de optimização da exploração e das ofertas para um sistema hidroeléctrico, considerando a incerteza e o risco, foi considerada pelo uso de um parâmetro que pondera a melhor solução de acordo com o nível de exposição ao risco desejado.

O comportamento estratégico assumido pelas empresas produtoras de energia eléctrica para o processo de tomada de decisão é simulado através de um caso de estudo, baseado num sistema hidroeléctrico em cascata, existente em Portugal, considerando que a empresa é tomadora de preços ou dominante no mercado.

Os resultados numéricos apresentam a curva da fronteira eficiente, ilustrando o lucro esperado versus desvio padrão. A curva da fronteira eficiente é importante para a tomada de decisão no mercado diário, visto que, disponibiliza um portfolio de soluções que equaciona os melhores investimentos para vários factores de ponderação de risco. Como exemplo, as estratégias de oferta foram determinadas para factores de ponderação de risco extremos, a fim de ilustrar a influência que o risco tem sobre a incerteza dos cenários e na respectiva tomada de decisão.

A metodologia proposta baseada em programação estocástica, possibilita uma representação mais aproximada e fidedigna, mostrando ser eficiente na avaliação das estratégias de oferta óptimas, fornecendo um compromisso entre o lucro esperado e o risco.

Os casos de estudo apresentados foram simulados com recurso ao MATLAB, utilizando a aplicação de optimização CPLEX 12.1, utilizando um computador com um processador 3.47-GHz e 48 GB de RAM. A metodologia proposta apresenta um tempo aceitável de computação, bom desempenho, visto que, em todos os casos de estudo as simulações realizadas mostraram sempre convergência.

# Capítulo 5

## Optimização da Exploração de um Sistema Eólico

Neste capítulo é apresentado o problema de optimização da exploração de curto prazo de um sistema eólico. Uma metodologia baseada em programação estocástica é proposta para a resolução deste problema considerando os custos de penalização por desvio, a incerteza e risco a fim de desenvolver as estratégias de oferta óptimas, em ambiente de mercado competitivo. São apresentados os resultados numéricos e as conclusões obtidas sobre o desempenho da metodologia proposta.

### 5.1. Introdução

As FERs desempenham um papel cada vez mais importante na produção de energia eléctrica, visto que, permitem obter energia eléctrica considerada como uma forma limpa de energia, respeitando os compromissos estabelecidos na linha política do Protocolo de Quioto. O aproveitamento do recurso eólico merece especial destaque, visto que, constitui uma das FER que mais se tem expandido [Albadi10], com o propósito de se alcançarem as metas de redução de emissões de GEE, a fim de mitigar a preocupação relacionada com a protecção ambiental [Kamalinia11]. Devido à sua maturidade tecnológica, ampla disponibilidade e velocidade de implantação da tecnologia a energia eólica é cada vez mais utilizada para produzir energia eléctrica, tanto para a utilização local descentralizada, por exemplo em locais isolados, como em grandes sistemas eólicos. As empresas produtoras de energia eléctrica têm apostado claramente numa estratégia sustentável e na promoção da eficiência energética que desempenham um papel fundamental.

Em Portugal no ano de 2008, o contributo da energia eólica para a redução das emissões de CO<sub>2</sub> foi contabilizado numa redução de 9 milhões de toneladas, que representa um importante contributo para a diminuição das emissões antropogénicas de GEE [REN10]. Ainda, é expectável que o contributo venha a ser significativamente aumentado em 2015, estando previsto que a redução atinja 17 milhões de toneladas

de emissões de CO<sub>2</sub>. O total de emissões evitadas no ano de 2005 e 2008, e o total previsto de emissões evitadas no ano de 2012 e 2015 são apresentados na Figura 5.1.

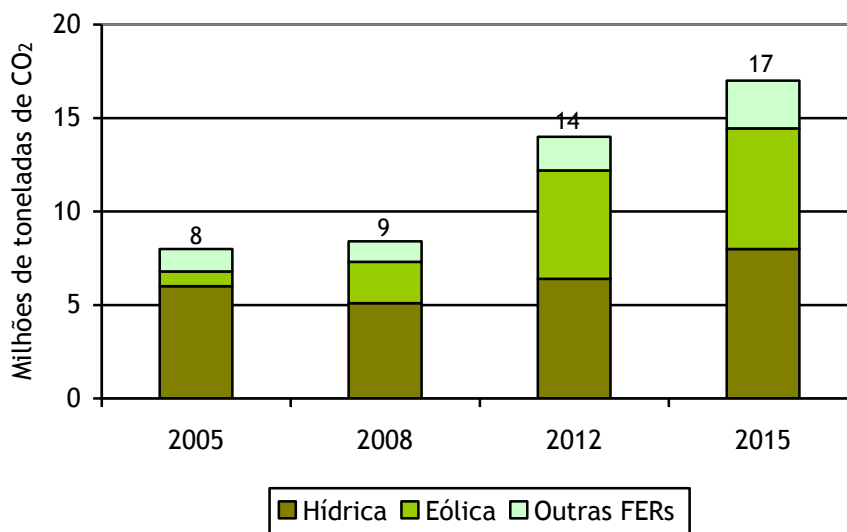


Figura 5.1: Total de emissões evitadas pela produção de energia renovável, em Portugal (Fonte: REN, EDP).

Na Figura 5.1, a contribuição para a redução das emissões por parte dos aproveitamentos hídricos verificou um pequeno decréscimo realizado entre 2005 e 2008, tendo reduzido a sua contribuição de 6,00 para 5,10 milhões de toneladas, mas em contrapartida é previsto um crescimento para 6,40 e para 7,99 milhões de toneladas respectivamente nos anos de 2012 e 2015. A contribuição por parte dos aproveitamentos eólicos verificou um acréscimo realizado entre 2005 e 2008, tendo aumentado a sua contribuição de 0,80 para 2,20 milhões de toneladas, mas em contrapartida é previsto um crescimento para 5,80 e para 6,46 milhões de toneladas respectivamente nos anos de 2012 e 2015. Outros tipos de aproveitamentos FERs cuja contribuição verificada em 2005 e 2008 permaneceu constante, cerca de 1,10 milhões de toneladas, tem previsto respectivamente um valor de 1,80 e um valor de 2,55 milhões de toneladas para os anos de 2012 e 2015.

Face ao importante contributo da energia eólica, vários são os países em que o governo promove a construção de sistemas eólicos, incentivando as empresas privadas com subsídios e apoio regulamentar. Os quatro principais mecanismos de incentivo utilizados para promover as energias renováveis são [Barroso10]:

- M1 Tarifas *feed-in* – neste mecanismo, os consumidores de energia são obrigados a adquirir energia eléctrica renovável e a remunerar o produtor

através do estabelecimento de uma tarifa fixa imposta pela entidade reguladora, e/ou, de um prémio a acrescentar ao preço de mercado recebido por cada MWh de energia eléctrica produzida, de forma a garantir o retorno do investimento da empresa produtora de energia renovável [González08]. As tarifas *feed-in* têm sido o mecanismo mais aplicado devido à sua proficiência na promoção das energias renováveis em países como a Alemanha, a Dinamarca, a Espanha e Portugal [Hiroux10].

- M2 Quotas e certificados verdes – neste mecanismo os participantes do mercado são obrigados a comercializar uma determinada quantidade de energia proveniente de FERs, sendo o preço da energia definido de acordo com o volume de transacções estabelecidas no mercado de electricidade, contrariamente ao observado no mecanismo *feed-in*. O cumprimento das obrigações estipuladas pelo governo têm que ser concretizadas, caso contrário deverá ser paga uma penalidade. Os participantes do mercado podem cumprir as suas metas através da venda no mercado de electricidade da própria energia eléctrica produzida ou através da aquisição de certificados verdes de uma empresa produtora cuja produção já tenha cumprido a meta exigida, os quais poderão subsequentemente ser transaccionados em mercado próprio, gerando lucros adicionais ao da venda de energia eléctrica [Finon02]. A Holanda foi pioneira na utilização de certificados verdes, sendo subsequentemente adoptados no Reino Unido e em outros países europeus.
- M3 Leilão – neste mecanismo ocorre a competição entre os diversos participantes do mercado no que concerne ao fornecimento de energia, a fim de comprar uma determinada quantidade de energia renovável, sendo os vencedores seleccionados com base no menor preço oferecido. Os leilões foram inicialmente introduzidos na Europa, Reino Unido e Irlanda, sendo mais recentemente aplicados na América Latina.
- M4 Incentivos fiscais e créditos – este mecanismo serve de apoio complementar às empresas produtoras, permitindo incentivá-los através da concessão de subsídios para a fase inicial do investimento, como, isenções tributárias relacionadas com a utilização de fontes renováveis, redução de impostos e concessão de créditos financeiros.

A implementação destes mecanismos é importante não só para estimular o crescimento mundial da exploração de energia renovável, mas também para diversificar o risco de mercado e mitigar a volatilidade do preço com a integração desta energia no mercado de electricidade. Em resultado dos mecanismos de incentivo à exploração da energia eólica foi registado nos primeiros cinco meses de 2010 um decréscimo significativo das importações de energia o que sucedeu pela primeira vez em vários anos. O balanço energético relativo a esse período indica que Portugal importou 946 GWh e exportou 982 GWh, de onde resultou um saldo positivo de 36 GWh [REN10].

Em ambiente de mercado competitivo, a exploração do recurso eólico constitui um desafio premente para as empresas produtoras de energia eólica devido à sua intermitência, causada pela variabilidade e imprevisibilidade das condições climáticas. Pelo que, a produção de energia eléctrica a partir da força do vento constitui uma nova incerteza no planeamento e operação do sistema eléctrico.

As duas incertezas relevantes para as empresas produtoras de energia eólica são a potência eólica [Toh11, Valenzuela11] e os preços da energia eléctrica [Shrestha05]. Por um lado, a volatilidade dos preços da energia eléctrica reflecte o comportamento dinâmico do mercado de electricidade. Por outro lado, a intermitência da potência eólica, derivada da flutuação desta FER, dificulta a capacidade de decidir quando e quanta energia produzir, visto que, a empresa produtora está dependente das condições do vento para cada período de tempo.

As empresas produtoras de energia eólica consideravam a previsão um processo académico e sem aplicabilidade prática. No entanto, esta consideração foi ultrapassada, devido ao ambiente de mercado e à necessidade de emissão de programas de produção, tendo a maioria das empresas que gerem os sistemas eólicos que contratar um serviço de previsão para utilização diária, prevendo a potência eólica em cada sistema a fim de negociar a energia em boas condições no mercado.

O sistema eléctrico deve manter ajustada a produção de energia eléctrica à demanda, visto que, é facto que o armazenamento da energia eléctrica em grande escala não tem ainda viabilidade económica para poder ser exercido na generalidade dos casos. Este facto representa um problema para a exploração dos sistemas eólicos, visto que, têm de proceder quando em ambiente de mercado a uma gestão conveniente da sua participação, o que implica o recurso à previsão do seu perfil de produção horária com 24 ou mais horas de antecedência.

Em consequência da flutuação da energia eólica, no sistema eléctrico pode ocorrer, em determinados momentos, um excesso ou um défice de produção de energia, [Lund07]. Esta flutuação surge devido à energia eólica ser uma FER de natureza intermitente e não despachável, implicando para um bom aproveitamento que toda a energia eléctrica produzida seja injectada na rede eléctrica. Em cenários onde há grande integração desta FER para a produção de energia eléctrica é exigido que a gestão técnica faça uma acomodação deste tipo de produção, salvaguardando a qualidade e estabilidade do funcionamento da rede eléctrica. Esta acomodação obriga a uma investigação que avalie a possibilidade de utilização de metodologias com sucesso em outros tipos de aplicações ou proceda ao desenvolvimento de metodologias apropriadas. Apesar do constante desenvolvimento de metodologias de previsão para a potência eólica a curto prazo, ainda se sente a necessidade de obter melhores previsões para obviar às discrepâncias, implicando a ocorrência de desvios que obrigam o operador do sistema a estabelecer negociações com outras empresas produtoras de energia eléctrica a fim de compensar os desvios. Estas empresas produtoras, que em algumas ocasiões operam para níveis mínimos de energia, são solicitadas a fornecer energia quando ocorre uma quebra na produção de energia eólica, evitando alterações no fornecimento de energia ou possíveis apagões. A empresa produtora de energia eólica pode recorrer ao mercado intradiário para renegociar os seus níveis de energia compensando os erros provocados pela previsão, mas tendo como consequência uma perda económica por não cumprimento das ofertas de energia aceites. Os desvios podem ser considerados como desvios por excesso ou por defeito em relação à oferta de energia aceite.

A perda económica tem que ser antecipada no processo de decisão o que origina dificuldades adicionais para as empresas produtoras de energia eólica quando estas desejam participar no mercado de electricidade. Este capítulo está enquadrado no contexto da optimização da exploração de sistemas eólicos, tendo como objectivo principal contribuir para a obtenção do melhor lucro possível, evitando os custos de penalização causados pelos desvios de produção. Ainda, a empresa produtora de energia eólica deve contemplar aplicações adequadas que assegurem a sua protecção contra a incerteza e risco, a fim de mitigar a variabilidade do lucro, garantindo as restrições técnicas associadas à operação dos sistemas eólicos.

A metodologia proposta é baseada em programação estocástica e representa um avanço significativo para o problema em estudo, visto que, a sua utilização permite obviar penalizações excessivas, resultantes dos desvios causados pelas diferenças

entre os valores previstos e os valores realizados aquando da entrega de energia, permitindo comercializar a maior quantidade de energia eólica para cada hora. O processo de tomada de decisão de uma empresa produtora de energia eólica é apresentado na Figura 5.2.

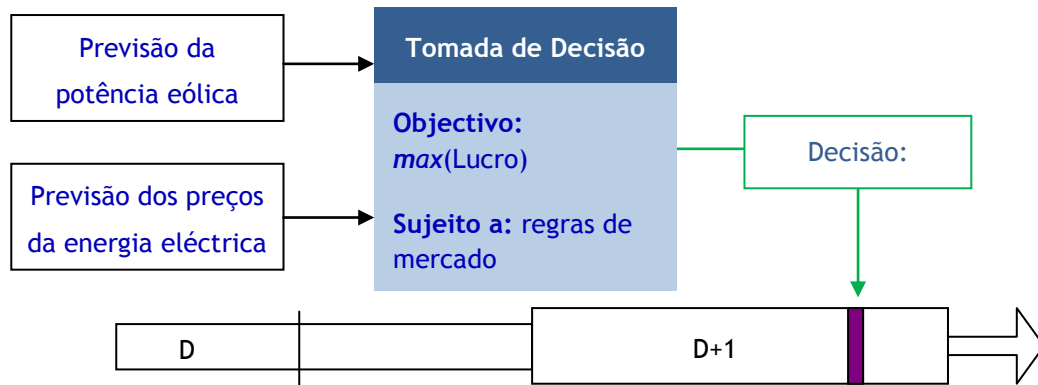


Figura 5.2: Representação esquemática da metodologia de otimização.

Na Figura 5.2, é ilustrada a tomada de decisão suportada pela metodologia de otimização, tendo como objectivo atingir a maior racionalidade possível, pelo que, é necessário dispor dos dados históricos para a previsão da potência eólica e para os preços da energia eléctrica com o fim de obter as respectivas previsões. Estas previsões permitem determinar as melhores ofertas de produção no mercado para um futuro horizonte temporal.

## 5.2. Modelização da Incerteza

A natureza intermitente da energia eólica pode eventualmente conduzir a perda de lucros causada pelos custos de penalização por desvio também designados por custos de desequilíbrio [Sioshansi10]. As incertezas referentes ao problema de optimização da exploração de um sistema eólico estão associadas com a potência eólica e os preços da energia eléctrica. Entre estas incertezas, a potência eólica é determinante para o sucesso do processo de tomada de decisão. A produção de energia eólica é caracterizada por apresentar um custo marginal nulo.

Com o intuito de explicar o impacte que as incertezas produzem nas ofertas feitas por uma empresa produtora de energia eólica, que não tem capacidade de exercer poder de mercado, é proposto caracterizar as incertezas como parâmetros aleatórios integrados na metodologia que é baseada em programação estocástica.

### 5.2.1. Preços de Desequilíbrio da Energia

A integração da energia eólica na rede eléctrica provoca um impacto significativo no mercado, devido aos desequilíbrios energéticos causados pela natureza intermitente da energia eólica [Olsson10]. Nestas circunstâncias é da responsabilidade do ISO manter, em permanência, o equilíbrio entre a oferta e a procura aceites no fecho de mercado. O mercado de balanço possibilita manter o equilíbrio do sistema e gerir as restrições da rede com segurança e fiabilidade.

No caso em que uma empresa produtora de energia eólica entregue uma produção final inferior ou superior à produção proposta no mercado diário é necessário corrigir os desvios de energia fazendo ofertas respectivamente de compra ou de venda no mercado de balanço. Estes desequilíbrios podem ser positivos ou negativos e são denominados de desvios. Um desvio é respectivamente positivo ou negativo quando ocorre o aumento ou a diminuição do valor da produção de energia relativamente ao valor aceite no fecho do mercado diário.

Para as empresas produtoras de energia eólica que incorrerem em desvios surge a oportunidade de participar no mercado de balanço para vender o seu excedente de produção ou comprar o seu défice de produção, a um preço designado por preço de desequilíbrio. O processo de correcção destas diferenças, designado na literatura anglo-saxónica de *imbalance settlement*, sujeita a empresa produtora de energia eólica incumpridora a ser penalizada pelo valor do desvio ao preço de desequilíbrio. A empresa produtora de energia eólica está sujeita a custos adicionais se necessitar de comprar mais energia, desequilíbrio negativo, ou recebe pela venda do excesso de energia, desequilíbrio positivo, mas o benefício económico retirado pode eventualmente ser inferior caso não tivesse desvio. A responsabilidade de manter o equilíbrio de energia pode ser vista como uma espécie de penalização económica para a empresa produtora de energia eólica, imposta pela incapacidade de planear e prever as ofertas de produção de forma adequada. As ofertas submetidas no mercado diário influenciam o lucro, o custo de desequilíbrio, e consequentemente afectam o lucro total da empresa produtora de energia eólica [Botterud10].

O mecanismo de correcção dos desvios é apresentado em seguida mostrando como são definidos os valores para os preços de desequilíbrio resultantes do mercado de balanço. No mercado de balanço podem ser definidos dois preços, conhecidos como preços de desequilíbrio da energia para cada hora.

Os preços de desequilíbrio da energia eléctrica na hora  $k$  são designados de preço de desequilíbrio positivo,  $\lambda_k^+$ , correspondente a desvios positivos e de preço de desequilíbrio negativo,  $\lambda_k^-$ , correspondente a desvios negativos. Por exemplo, o preço,  $\lambda_k^-$ , é pago pelas empresas produtoras de energia eólica que apresentam um défice de energia, i.e., se a produção do sistema eólico for inferior ao valor proposto no mercado diário. Neste caso a empresa incorre num pagamento correspondente à diferença de energia afectada pelo preço  $\lambda_k^-$ . Por outro lado, o preço  $\lambda_k^+$  é pago às empresas produtoras de energia eólica que apresentam um excesso de energia [Matevosyan06]. A utilização destes preços procura desencorajar a ocorrência de situações de desequilíbrio.

Os preços de desequilíbrio da energia podem ser matematicamente representados por:

- 1) Se o desequilíbrio é não negativo, i.e., excesso de produção de energia:

$$\begin{cases} \lambda_k^+ = \min(\lambda_k, \lambda_k^{down}) \\ \lambda_k^- = \lambda_k \end{cases} \quad (5.1)$$

em que  $\lambda_k^{down}$  é o preço de venda da energia eléctrica para compensar o excesso de produção, designado na literatura anglo-saxónica *balancing price downward*.

A fim de reduzir o excesso de produção de energia no sistema é requerida a utilização do mercado de balanço, onde as empresas produtoras de energia eólica renegoceiam a energia previamente vendida no mercado diário. Estas empresas produtoras pretendem neste mercado vender o excesso de produção, pelo que, estão dispostas a renegociar o excesso de energia a um preço inferior,  $\lambda_k^{down}$ , ao preço estabelecido no mercado diário.

Assim, as empresas produtoras de energia eólica que causam um desequilíbrio positivo no sistema são remuneradas pelo seu excesso de produção ao preço  $\lambda_k^{down}$ , embora estas empresas produtoras obtenham um lucro inferior ao lucro que teriam alcançado se tivessem vendido o seu excesso de produção no mercado diário. Pelo contrário, as empresas produtoras de energia eólica que produzem menos energia do que a que foi estabelecida pelo mercado diário, ajudam a atenuar o desequilíbrio positivo, pelo que, estas empresas produtoras apenas compram a energia ao preço de mercado,  $\lambda_k$ , não sendo penalizados pelos custos de desequilíbrio.

2) Se o desequilíbrio é não positivo, i.e., déficit de produção de energia:

$$\begin{cases} \lambda_k^+ = \lambda_k \\ \lambda_k^- = \max(\lambda_k, \lambda_k^{up}) \end{cases} \quad (5.2)$$

em que  $\lambda_k^{up}$  é o preço de compra da energia eléctrica para compensar o déficit de produção, designado na literatura anglo-saxónica por *balancing price upward*.

Neste caso, as empresas produtoras de energia eólica estão dispostas a produzir a quantidade de energia necessária para satisfazer o déficit de produção a um preço superior,  $\lambda_k^{up}$ , ao preço estabelecido no mercado diário,  $\lambda_k$ . O custo desta operação recai sobre as empresas produtoras de energia eólica responsáveis pelo desequilíbrio negativo do sistema. Pelo que, o preço da energia adicional é superior ao preço da energia comercializada no mercado diário, o processo de compensação do desvio implica uma perda de lucro para essas empresas produtoras de energia eólica em relação ao lucro que teriam obtido se vendessem a sua produção sem desvio no mercado diário. As empresas produtoras de energia eólica que produzem mais energia do que a oferta no mercado diário, contribuem para mitigar o desequilíbrio negativo e, portanto, estas empresas produtoras apenas vendem a energia ao preço de mercado,  $\lambda_k$ , não sendo penalizados pelos custos de desequilíbrio.

3) Se o desequilíbrio é nulo, não existe nem excesso nem déficit de produção de energia: não há necessidade por parte da empresa produtora de energia eólica recorrer ao mercado de balanço, se o desvio de produção dessa empresa for nulo. Caso contrário, respectivamente se o desvio for positivo ou negativo o preço pago ou cobrado é o de fecho do mercado diário.

As condições (5.1) e (5.2) permitem concluir que  $\lambda_k^+ \leq \lambda_k$  e  $\lambda_k^- \geq \lambda_k$ . As expressões apresentadas a seguir definem os rácios positivo  $r_k^+$  e negativo  $r_k^-$  entre o preço de desequilíbrio positivo ou negativo e o preço de mercado da energia eléctrica estabelecido no mercado diário [Morales10]:

$$r_k^+ = \frac{\lambda_k^+}{\lambda_k} \quad 0 \leq r_k^+ \leq 1 \quad (5.3)$$

$$r_k^- = \frac{\lambda_k^-}{\lambda_k} \quad r_k^- \geq 1 \quad (5.4)$$

Por exemplo, os rácios positivos e negativos, respectivamente (5.3) e (5.4), verificados no MIBEL para um dia do mês Janeiro de 2011 [OMEL11] são apresentados na Figura 5.3.

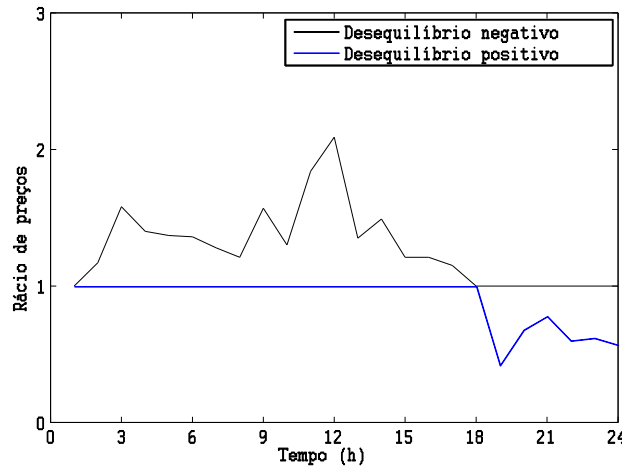


Figura 5.3: Representação dos rácios positivo  $r_k^+$  e negativo  $r_k^-$ .

A empresa produtora de energia eólica ao submeter as suas ofertas no mercado diário,  $p_k$ , tendo em conta o que é realizado na respectiva hora,  $p_{\omega k}$ , determina o valor da venda para a hora  $k$ , sendo este dado por:

$$R_k = \lambda_k p_k + P^{dev}_k \quad (5.5)$$

em que  $P^{dev}_k$ , é o lucro ou o custo do desequilíbrio resultante do mercado de balanço, respectivamente para excesso ou défice de produção. Os desvios, incorridos pela empresa produtora de energia eólica, resultam da diferença entre a energia produzida pelo sistema eólico e a energia oferecida no mercado diário, para cada hora  $k$ , sendo dados por:

$$desv_k = p_{\omega k} - p_k \quad \forall k \in K \quad (5.6)$$

A penalização causada pelos desvios de produção positivos ou negativos, para a hora  $k$ , é dada por:

$$P^{dev}_k = \begin{cases} \lambda_k^+ desv_k, & desv_k \geq 0 \\ \lambda_k^- desv_k, & desv_k < 0 \end{cases} \quad \forall k \in K \quad (5.7)$$

Em (5.7), o lucro ou o custo do desequilíbrio é linearmente dependente do desvio do produtor através dos preços de desequilíbrio positivo ou negativo do mercado.

Substituindo sucessivamente (5.6) em (5.7) e em (5.5), é obtida a expressão para determinar o lucro em função do  $p_{\omega_k}$  e do custo correspondente à perda de lucro, sendo dada por:

$$R_k = \lambda_k p_{\omega_k} - C_k \quad (5.8)$$

Em (5.8),  $\lambda_k p_{\omega_k}$  corresponde ao lucro com a venda da energia eléctrica efectivamente entregue pelo sistema eólico. O termo  $C_k$  corresponde à diminuição de lucro causado pelos erros imputados à previsão da potência eólica, sendo este termo sempre positivo e determinado [Morales10] pela expressão dada por:

$$C_k = \begin{cases} \lambda_k (1 - r_k^+) \text{desv}_k, & \text{desv}_k \geq 0 \\ -\lambda_k (r_k^- - 1) \text{desv}_k, & \text{desv}_k < 0 \end{cases} \quad \forall k \in K \quad (5.9)$$

Em (5.9), caso um participante do mercado não seja penalizado, implica que o participante realizou: uma previsão certa sendo consequentemente o desvio nulo; uma previsão com desvio positivo, mas o desequilíbrio entre a oferta e a procura é negativo; uma previsão com desvio negativo, mas o desequilíbrio entre a oferta e a procura é positivo. Nos outros casos existe uma perda de benefício económico.

### 5.2.2. Árvore de Cenários

O problema de optimização da exploração de um sistema eólico é caracterizado por envolver incertezas de natureza estocástica, como, os preços da energia eléctrica, a potência eólica e os preços de desequilíbrio. Com o intuito de explicar o impacto que as incertezas produzem nas variáveis de decisão do problema de optimização é proposto descrever as incertezas como variáveis aleatórias, integradas na metodologia baseada em programação estocástica de dois estados [Bourry08, Pappala09, Tuohy08]. Nesta metodologia, as variáveis de decisão inerentes ao problema de optimização são divididas em dois estados distintos: as variáveis de decisão de primeiro estado e as variáveis de decisão de segundo estado.

No problema de optimização da exploração de um sistema eólico as decisões de primeiro estado correspondem às ofertas horárias submetidas no mercado diário, enquanto as decisões de segundo estado correspondem à produção de energia pelo

sistema eólico para cada realização das variáveis aleatórias [García-González08]. No segundo estado, as decisões são tomadas com base nos cenários dos preços da energia eléctrica e da potência eólica, abrangendo todo o horizonte temporal. Este estado é também definido pelos preços de desequilíbrio positivo e negativo para cada hora. Os desvios causados pela empresa produtora de energia eólica são conhecidos devido à sua participação no mercado de balanço. Pelo que, podem ser calculados os custos de desequilíbrio determinados por (5.9).

Uma árvore de cenários utilizada para representar as decisões a serem tomadas nos dois estados mencionados é apresentada na Figura 5.4.

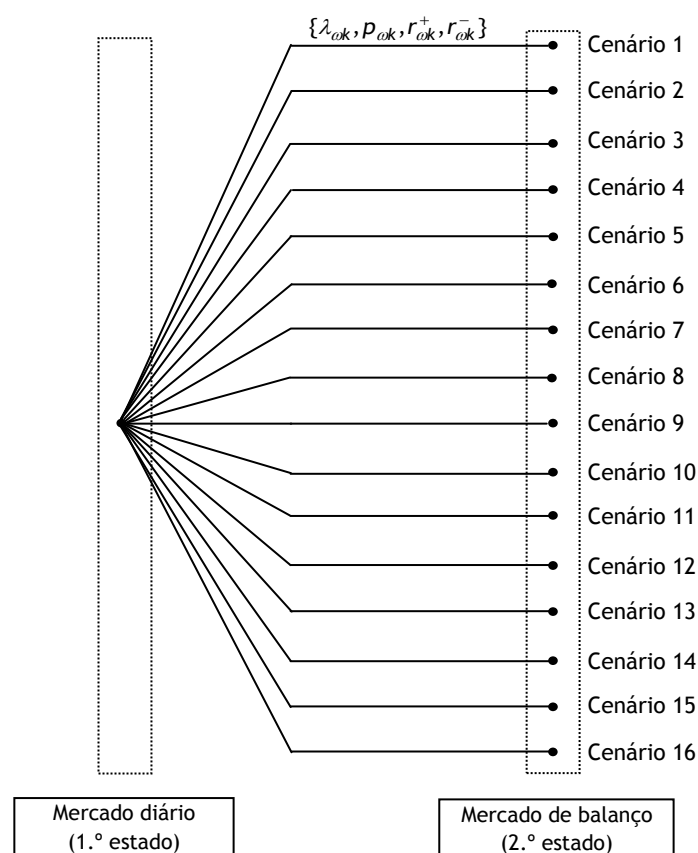


Figura 5.4: Árvore de cenários com dois estados.

A raiz da árvore contém as decisões de primeiro estado referentes às ofertas submetidas no mercado diário para cada hora, no qual mantêm o mesmo valor para cada um dos cenários considerados na árvore. A árvore de cenários no segundo estado apresenta os diferentes estados que as variáveis aleatórias podem assumir, i.e., as diferentes realizações da incerteza. A solução estocástica obtida pode não ser coincidente com as soluções óptimas obtidas para os cenários, mas é uma solução

adequada, visto que, considerando a globalidade dos cenários é a que tem melhor adequação para ser considerada a solução que compatibiliza os dados históricos para a empresa produtora de energia eólica [García-González08].

O conjunto de cenários que caracterizam a incerteza associada aos preços de mercado e à potência eólica, no problema de otimização da exploração de um sistema eólico, são modelizados, nesta tese, através de uma árvore de cenários, como é apresentado na Figura 5.4. A árvore de cenários é construída tendo em consideração os seguintes passos:

- P1 Gerar  $N_\lambda$  cenários para os preços da energia eléctrica estabelecida no mercado diário.
- P2 Gerar  $N_w$  cenários para a potência eólica para cada cenário de preços da energia eléctrica.
- P3 Gerar  $N_r$  cenários para os rácios de preços, determinando estes rácios com base nos cenários de preços do mercado diário e do mercado de balanço.

Cada cenário  $\omega$  da árvore é formado por um conjunto de informação que representa as várias realizações das variáveis aleatórias envolvidas no problema de optimização da exploração de um sistema eólico, i.e., os preços de mercado, a potência eólica e os rácios de preços,  $\omega = \{\lambda_{\omega k}, p_{\omega k}, r_{\omega k}^+, r_{\omega k}^-\} \forall k \in K$ . Cada cenário  $\omega$  da árvore tem uma probabilidade de ocorrência,  $\rho_\omega$ , calculada pelo produto das probabilidades associada com o respectivo cenário,  $\{\lambda_{\omega k}, p_{\omega k}, r_{\omega k}^+, r_{\omega k}^-\}$ . O número total de cenários que compõem a árvore é  $\Omega = N_\lambda N_w N_r$ , sendo admitido que os cenários são equiprováveis, i.e.,  $\rho_\omega = 1/\Omega$ . Caso os cenários não sejam equiprováveis a consideração das respectivas probabilidades de cada cenário não restringe a aplicabilidade do estudo, existindo nesse caso a necessidade de especificar as probabilidades dos cenários.

A sequência de decisões associadas com uma empresa produtora de energia eólica, considerando a metodologia de optimização estocástica de dois estados, é a seguinte:

- S1 Determinar as ofertas a submeter no mercado diário, a partir da informação proveniente da previsão dos preços da energia eléctrica estabelecidos pelo mercado diário, da potência eólica e dos preços estabelecidos pelo mercado de balanço.

- S2 Corrigir, tendo em consideração a potência entregue pelo sistema eólico, os desvios respectivamente com a venda ou compra da energia produzida em excesso ou defeito, considerando os cenários dos rácios de preços.

### 5.3. Formulação do Problema

Neste subcapítulo é apresentada a metodologia baseada em programação estocástica para resolver o problema de optimização da exploração de um sistema eólico, cuja finalidade consiste em maximizar o lucro esperado. A formulação que se segue por simplicidade não inclui a consideração de contratos bilaterais que possam existir, visto que, essa consideração não é relevante para a formulação apresentada que mantém no essencial a função objectivo e as funções de restrição necessárias à tomada de decisão. A consideração dos contratos bilaterais é realizada limitando o valor da energia em cada hora de forma a que se satisfaça nessa hora o contrato bilateral. Pelo que, essa consideração corresponde a uma diminuição nos limites técnicos de operação do sistema eólico em estudo. O problema a ser resolvido consiste no problema de maximização dado por:

$$\max \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \sum_{k=1}^K (\lambda_{\omega k} p_k + P^{dev}_{\omega k}) \quad (5.10)$$

sujeito a:

$$desv_{\omega k} = p_{\omega k} - p_k \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.11)$$

$$P^{dev}_{\omega k} = \begin{cases} \lambda_{\omega k} r_{\omega k}^+ desv_{\omega k}, & desv_{\omega k} \geq 0 \\ \lambda_{\omega k} r_{\omega k}^- desv_{\omega k}, & desv_{\omega k} < 0 \end{cases} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.12)$$

$$0 \leq p_k \leq P^{\max} \quad \forall k \in K \quad (5.13)$$

Em (5.10), a função objectivo representa a soma do valor da venda esperado com o valor esperado associado com o desvio de produção do produtor. Em (5.11), os desvios imputados à empresa produtora de energia eólica correspondem à diferença entre a potência produzida pelo sistema eólico e a potência oferecida no mercado diário para cada hora  $k$ . Em (5.12),  $P^{dev}_{\omega k}$  corresponde ao lucro ou ao custo do desequilíbrio resultante do mercado de balanço, respectivamente para excesso ou défice de produção. Em (5.13), são descritas as restrições de limites técnicos

relativamente ao valor da potência associada à energia oferecida no mercado diário, sendo  $P^{\max}$  o limite superior para essa potência.

O problema formulado de (5.10) a (5.13) não permite uma resolução utilizando aplicações de optimização comercialmente disponíveis devido ao facto da restrição (5.12) não poder ser descrita numa formulação compatível com a execução das aplicações de optimização. Este facto pode ser contornado pela introdução de uma nova variável binária,  $k_{\omega k}$ , na formulação do problema. Esta variável é requerida para identificar se os desvios são desvios positivos ou negativos. Assim, o problema formulado de (5.10) a (5.13) pode ser reformulado por um problema dado por:

$$\max \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \sum_{k=1}^K (\lambda_{\omega k} p_k + \lambda_{\omega k} r_{\omega k}^+ \text{desv}_{\omega k} (1 - k_{\omega k}) + \lambda_{\omega k} r_{\omega k}^- \text{desv}_{\omega k} k_{\omega k}) \quad (5.14)$$

sujeito a:

$$\text{desv}_{\omega k} = p_{\omega k} - p_k \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.15)$$

$$\text{desv}_{\omega k} \leq M(1 - k_{\omega k}) \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.16)$$

$$-\text{desv}_{\omega k} \leq M k_{\omega k} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.17)$$

$$0 \leq p_k \leq P^{\max} \quad \forall k \in K \quad (5.18)$$

$$k_{\omega k} \in \{0, 1\} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.19)$$

em que  $M$  é uma constante positiva suficientemente grande. Este valor não pode ser inferior ao máximo desvio admissível em cada cenário no que respeita ao nível de produção. A variável binária,  $k_{\omega k}$ , assume o valor lógico 1 quando o desvio é negativo, para o cenário  $\omega$  na hora  $k$ , i.e., quando há défice de produção de energia em relação à oferta de produção proposta, e 0 caso contrário.

O problema formulado de (5.14) a (5.19) é caracterizado por ser um problema PNLIM, visto que, as variáveis envolvidas assumem valores inteiros,  $k_{\omega k}$ , ou assumem valores reais, como por exemplo,  $p_k$ , sendo a não linearidade causada pela parcela  $\text{desv}_{\omega k} k_{\omega k}$  na função objectivo.

O problema formulado de (5.14) a (5.19) pode admitir uma reformulação de forma a ser descrito por um problema PLIM. O valor do desvio,  $\text{desv}_{\omega k}$ , pode ser determinado pela diferença de dois desvios não negativos respectivamente indicados

por  $desv_{\omega k}^+$  e  $desv_{\omega k}^-$ . Nesta diferença o termo não linear envolvendo  $desv_{\omega k}$ , deixa de ser necessário, sendo substituído em conformidade com a formulação dada por:

$$\max \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \sum_{k=1}^K (\lambda_{\omega k} p_k + \lambda_{\omega k} r_{\omega k}^+ desv_{\omega k}^+ - \lambda_{\omega k} r_{\omega k}^- desv_{\omega k}^-) \quad (5.20)$$

sujeito a:

$$desv_{\omega k} = p_{\omega k} - p_k \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.21)$$

$$desv_{\omega k} = desv_{\omega k}^+ - desv_{\omega k}^- \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.22)$$

$$0 \leq desv_{\omega k}^+ \leq M_1(1 - k_{\omega k}) \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.23)$$

$$0 \leq desv_{\omega k}^- \leq M_2 k_{\omega k} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.24)$$

$$0 \leq p_k \leq P^{\max} \quad \forall k \in K \quad (5.25)$$

$$k_{\omega k} \in \{0, 1\} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.26)$$

em que  $M_1$  e  $M_2$  são constantes positivas suficientemente grandes. O valor das constantes  $M_1$  e  $M_2$  pode ser substituído pelos seguintes parâmetros: o desvio máximo positivo ocorre quando a empresa produtora de energia eólica não oferece qualquer potência no mercado diário, i.e.,  $p_k = 0$  para a hora  $k$ , embora possa eventualmente realizar entrega de energia,  $p_{\omega k}$ , durante essa hora, implicando custos de desvio. Pelo que,  $M_1$  pode ser substituído por  $p_{\omega k}$ . O desvio máximo negativo ocorre quando a empresa produtora de energia eólica oferece no mercado a energia correspondente à potência máxima instalada no sistema eólico,  $p_k = P^{\max}$ , para a hora  $k$ , embora a produção final para essa hora seja  $p_{\omega k}$ . Pelo que,  $M_2$  pode ser substituído por  $P^{\max} - p_{\omega k}$ . Em (5.22), o desvio é definido pela diferença de duas variáveis positivas, correspondentes ao desvio positivo ou negativo. Pelo que,  $desv_{\omega k}^-$  e  $desv_{\omega k}^+$  não podem ser ambos não nulos devido ao valor assumido pelos pesos  $r_{\omega k}^-$  e  $r_{\omega k}^+$  atribuídos às variáveis de desvio negativo ou positivo, respectivamente, em que  $r_{\omega k}^- \geq 1$  e  $r_{\omega k}^+ \leq 1$ . No caso de  $r_{\omega k}^+ = r_{\omega k}^- = 1$ , o termo  $\lambda_{\omega k} r_{\omega k}^+ desv_{\omega k}^+ - \lambda_{\omega k} r_{\omega k}^- desv_{\omega k}^-$  da função objectivo (5.20) é igual a  $\lambda_{\omega k} desv_{\omega k}$ .

A variável binária,  $k_{\omega k}$ , deixa de ser necessária e o problema PLIM de (5.20) a (5.26) é reformulado por um problema de PL. Esta reformulação tem uma significativa

vantagem relativamente à eficiência das aplicações de optimização. A formulação do problema de PL para uma empresa produtora de energia eléctrica é dada por:

$$\max \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \sum_{k=1}^K (\lambda_{\omega k} p_k + \lambda_{\omega k} r_{\omega k}^+ desv_{\omega k}^+ - \lambda_{\omega k} r_{\omega k}^- desv_{\omega k}^-) \quad (5.27)$$

sujeito a:

$$desv_{\omega k} = p_{\omega k} - p_k \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.28)$$

$$desv_{\omega k} = desv_{\omega k}^+ - desv_{\omega k}^- \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.29)$$

$$0 \leq desv_{\omega k}^+ \leq p_{\omega k} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.30)$$

$$0 \leq desv_{\omega k}^- \leq P^{\max} - p_{\omega k} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.31)$$

$$0 \leq p_k \leq P^{\max} \quad \forall k \in K \quad (5.32)$$

Com a finalidade de evitar a dispersão do lucro associada aos cenários no problema de uma empresa produtora de energia eólica é introduzida a medida de risco CVaR para um nível de confiança  $\delta$ . Como foi descrito no Capítulo 2, esta medida de risco pode ser expressa de forma linear no problema de optimização. A formulação que tem em consideração a medida de risco no problema é dada por:

$$\begin{aligned} \max \quad & (1-\alpha) \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \sum_{h=1}^H (\lambda_{\omega k} p_k + \lambda_{\omega k} r_{\omega k}^+ desv_{\omega k}^+ - \lambda_{\omega k} r_{\omega k}^- desv_{\omega k}^-) + \\ & + \alpha \left( \zeta - \frac{1}{1-\delta} \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \eta_{\omega} \right) \end{aligned} \quad (5.33)$$

sujeita a:

$$desv_{\omega k} = p_{\omega k} - p_k \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.34)$$

$$desv_{\omega k} = desv_{\omega k}^+ - desv_{\omega k}^- \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.35)$$

$$0 \leq desv_{\omega k}^+ \leq p_{\omega k} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.36)$$

$$0 \leq desv_{\omega k}^- \leq P^{\max} - p_{\omega k} \quad \forall \omega \in \Omega, \quad \forall k \in K \quad (5.37)$$

$$0 \leq p_k \leq P^{\max} \quad \forall k \in K \quad (5.38)$$

$$\zeta - \sum_{k=1}^K (\lambda_{\omega k} p_k + \lambda_{\omega k} r_{\omega k}^+ desv_{\omega k}^+ - \lambda_{\omega k} r_{\omega k}^- desv_{\omega k}^-) \leq \eta_{\omega} \quad (5.39)$$

$$\eta_{\omega} \geq 0 \quad (5.40)$$

Em (5.33), a função objectivo é a combinação convexa pelo factor de ponderação de risco da função lucro com a medida de risco CVaR. O factor de ponderação de risco estabelece o compromisso entre o lucro esperado e o risco de tal forma que quanto maior for o valor de  $\alpha$ , mais avessa ao risco é a empresa produtora.

## 5.4. Resultados Numéricos

Neste subcapítulo são apresentados os resultados numéricos obtidos, ilustrando o desempenho da metodologia estocástica para a resolução do problema de optimização da exploração de um sistema eólico, considerando a incerteza e o risco para o horizonte temporal de curto prazo. Estes resultados numéricos derivam do estudo de um sistema eólico cuja potência instalada é de 114 MW. Esta potência instalada é de valor igual à do sistema eólico da Gardunha, localizado na Serra da Gardunha, distrito de Castelo Branco, a uma altitude média de 1097 m. A previsão da potência eólica e dos preços da energia eléctrica é obtida recorrendo à metodologia de previsão apresentada no Capítulo 3, usando dados históricos extraídos da REN para a potência eólica e os dados extraídos do OMEL para os preços da energia eléctrica. Esta metodologia gera cenários no qual não é estabelecida uma correlação entre os preços de mercado, mercado diário e de balanço, e a potência eólica.

Os cenários para os preços da energia eléctrica são respectivamente apresentados na Figura 5.5.

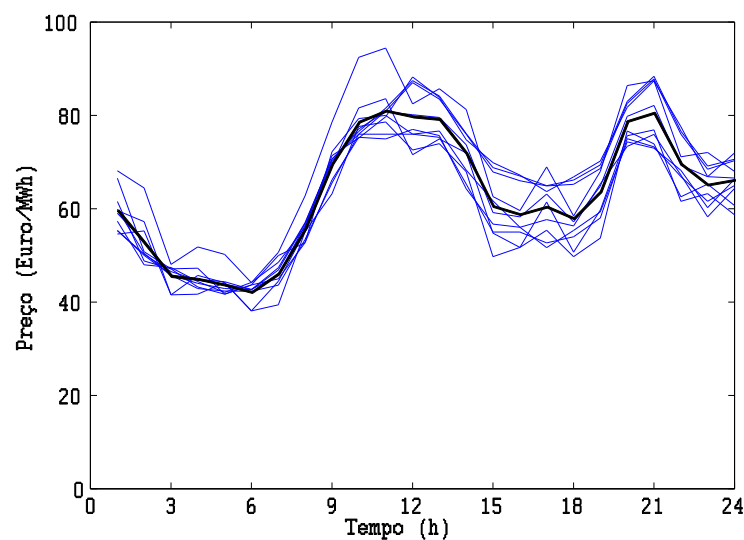


Figura 5.5: Representação dos cenários para os preços da energia eléctrica.

Os cenários para a potência eólica são apresentados na Figura 5.6.

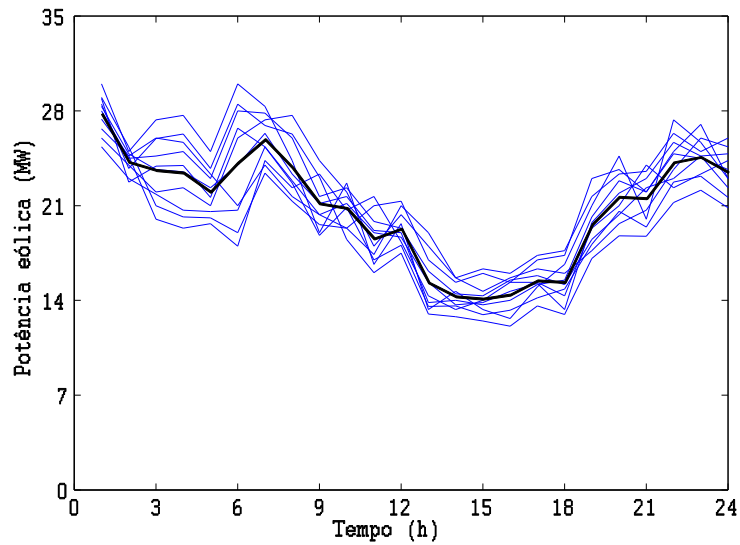


Figura 5.6: Representação dos cenários para a potência eólica.

Na Figura 5.5 e na Figura 5.6, são utilizados dez cenários, sendo em cada uma das figuras indicadas a traço negro os valores correspondentes ao cenário médio. Ainda, são utilizados dez cenários para caracterizar os rácios para os preços de desequilíbrio determinados pelo mercado de balanço. Consequentemente, o número total de cenários gerados no problema de optimização é  $\Omega = 1000$ . A probabilidade de ocorrência de cada cenário gerado é admitida como  $1/\Omega$ . Os rácios para os cenários dos preços de desequilíbrio são apresentados na Figura 5.7.

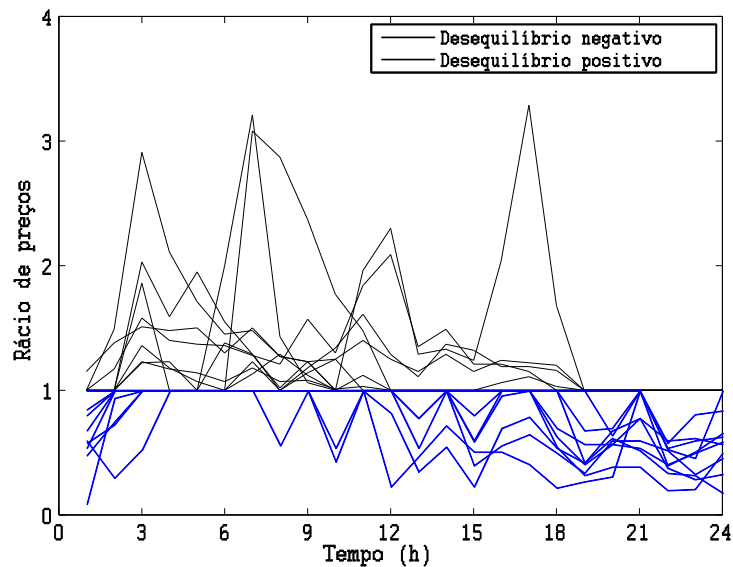


Figura 5.7: Representação do rácio entre os preços de desequilíbrio e o preço de energia eléctrica estabelecido pelo mercado diário.

Na Figura 5.7, os rácios de desequilíbrio positivo nunca são superiores à unidade e estão indicados a traço azul, enquanto os rácios de desequilíbrio negativo são nunca inferiores à unidade e estão indicados a traço negro. Os rácios de desequilíbrio negativo quando associados com horas em que as diferenças entre as ofertas de produção e de consumo são positivas assumem o valor unitário, enquanto os rácios de desequilíbrio positivo só assumem o valor unitário quando associados com horas em que as diferenças são negativas.

O número de cenários para os preços da energia eléctrica, a potência eólica, os rácios para os preços de desequilíbrio e o total de cenários bem como as probabilidades admitidas são apresentados em síntese na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Cenários considerados, número e probabilidade

	Número de cenários	Probabilidade
Cenários de preços da energia eléctrica	10	0,10
Cenários de potência eólica	10	0,10
Cenários dos rácios preços de desequilíbrio	10	0,10
Total de cenários	1000	0,001

#### 5.4.1. Casos de Estudo

A formulação do problema descrita de (5.33) a (5.40), constituindo uma metodologia de optimização estocástica incorporando uma medida de risco, é utilizada tendo em consideração os 1000 cenários nos seguintes casos de estudo:

Caso\_A – empresa produtora neutra ao risco  $\alpha = 0,00$ .

Caso\_B – empresa produtora com  $\alpha = 0,20$ .

Caso\_C – empresa produtora avessa ao risco  $\alpha = 1,00$ .

Nos três casos anteriores a medida de risco CVaR é concretizada, considerando um nível de confiança  $\delta = 0,95$ . Este valor de nível de risco é utilizado tipicamente em diversa literatura técnica e corresponde a assumir que os cenários  $(1-\delta)\times 100\%$  têm lucro esperado inferior ao VaR.

### Caso\_A – Empresa Produtora Neutra ao Risco ( $\alpha = 0,00$ )

O perfil do preço médio de fecho do mercado diário, indicado a traço negro, a potência para o sistema eólico e as ofertas ótimas a submeter ao mercado diário, considerando o factor de ponderação de risco correspondente a  $\alpha = 0,00$ , são apresentadas na Figura 5.8.

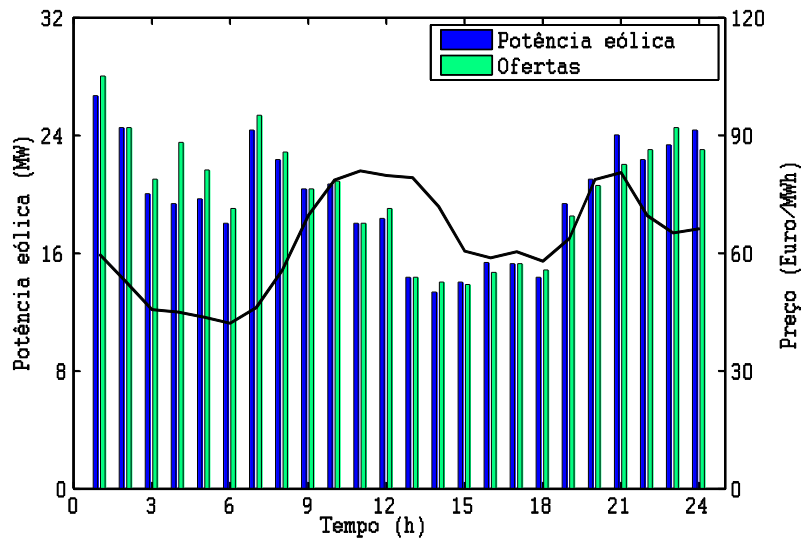


Figura 5.8: Potência para o sistema eólico e ofertas ótimas a submeter ao mercado diário, ponderação de risco  $\alpha = 0,00$ .

Os desvios resultantes da diferença entre a potência obtida pelo sistema eólico e a potência associada à energia oferecida pela empresa produtora no mercado diário são apresentados na Figura 5.9.

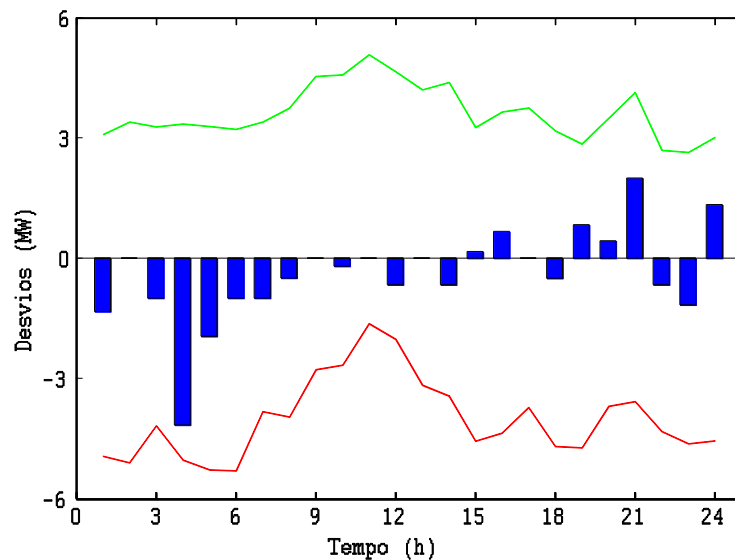


Figura 5.9: Desvios de produção, ponderação de risco  $\alpha = 0,00$ .

Na Figura 5.8, o perfil do preço médio de fecho de mercado não está quantificado, tendo como objectivo único apresentar o modo como evolui ao longo do dia. Nesta figura é observado que as ofertas e um perfil de potência eólica escolhido aleatoriamente de entre os perfis dos cenários estão adequados em cada hora. Ainda, é observado que o perfil do preço médio de fecho do mercado diário atinge uma gama de valores elevada nos intervalos entre as 9 horas e as 15 horas ou entre as 19 horas e as 24 horas. Respectivamente, nesses intervalos é observado que a potência eólica decresce no primeiro e cresce no segundo, sendo este comportamento uma consequência de nos dados históricos não existir uma correlação entre o preço de mercado e a potência eólica.

Na Figura 5.9, são indicados os perfis médios para os comportamentos dos preços de desequilíbrio positivo, perfil a verde, e para os preços de desequilíbrio negativo, perfil a vermelho, a que a empresa fica sujeita no mercado de balanço. Esta indicação não está relacionada com o eixo das ordenadas, tendo como objectivo único apresentar o modo como os preços evoluem independentemente da sua quantificação.

Ainda, é observado que relativamente aos desvios negativos, as horas de maior desvio correspondem à zona com valores inferiores do perfil de preços de desequilíbrio negativo, tendendo os desvios negativos a acompanhar o perfil desses preços, i.e., são maiores nos períodos de menor preço e inferiores nos períodos de maior preço. No intervalo entre as 9 horas e as 15 horas, intervalo onde o preço de fecho de mercado diário atinge uma gama de valores elevada, os desvios são menores em valor absoluto, visto que, é mais conveniente ter uma oferta de energia que não incorra em custos de desvio elevados mas aproveite esta gama favorável de preços. Relativamente aos desvios positivos, o valor médio do rácio de preços de desequilíbrio positivo é de 0,82, existindo seis períodos ao longo do dia onde este rácio toma o valor unitário. Para os desvios negativos, o valor médio do rácio de preços de desequilíbrio negativo é de 1,19, existindo também seis períodos ao longo do dia distintos dos anteriores onde este rácio toma o valor unitário. Esta diferença entre valores médios dos rácios, bem como, a respectiva diferença em cada período, permitem entender com base em (5.9) que a diminuição do lucro causada pelos desvios imputados às ofertas levou a que a decisão de oferta apresente preponderância de desvios negativos, sendo observado que os desvios positivos se verificam depois das 15 horas em horas que tendem a ser menos penalizadas de acordo com (5.9).

### Caso\_B – Empresa Produtora com ( $\alpha = 0,20$ )

O perfil do preço médio de fecho do mercado diário, indicado a traço negro, a potência para o sistema eólico e as ofertas óptimas a submeter ao mercado diário, considerando o factor de ponderação de risco correspondente a  $\alpha = 0,20$ , são apresentadas na Figura 5.10.

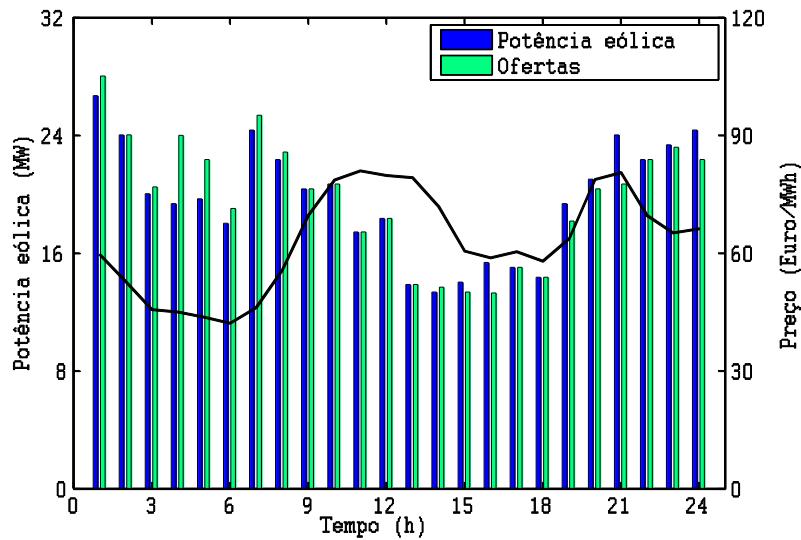


Figura 5.10: Potência para o sistema eólico e ofertas óptimas a submeter ao mercado diário, ponderação de risco  $\alpha = 0,20$ .

Os desvios resultantes da diferença entre a potência obtida pelo sistema eólico e a potência associada à energia oferecida pela empresa produtora no mercado diário são apresentados na Figura 5.11.

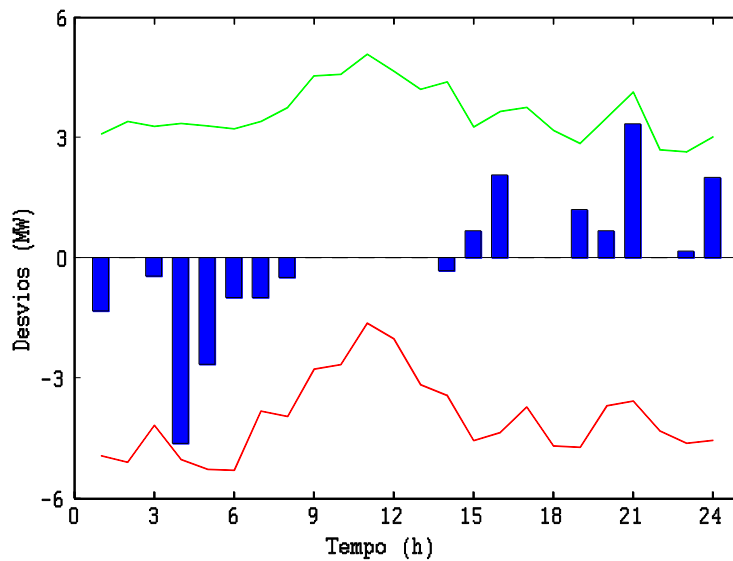


Figura 5.11: Desvios de produção, ponderação de risco  $\alpha = 0,20$ .

Na Figura 5.11, os desvios negativos seguem o perfil de comportamento dos preços de desequilíbrio negativo, sendo verificado uma ausência de desvios negativos entre as 9 horas e as 13 horas que correspondem a uma gama mais elevada de preços de desequilíbrio negativo, o que pode ser entendido como um indício de consideração de risco comparativamente com o Caso A. A seguir às 15 horas só existem desvios positivos o que também permite identificar o significado da consideração do risco, i.e., as ofertas no mercado diário foram estabelecidas para valores que asseguram um intervalo de segurança entre o nível de potência eólica prevista e a oferta a realizar. Por exemplo, na hora 21 o desvio positivo é de 3,33 MW o que corresponde a assegurar que o incumprimento por excesso de oferta não venha a colocar em risco o lucro nessa hora. Com o objectivo de proceder a uma comparação entre o Caso A e o Caso B no que respeita à diferença de desvios desses casos é apresentada essa diferença na Figura 5.12.

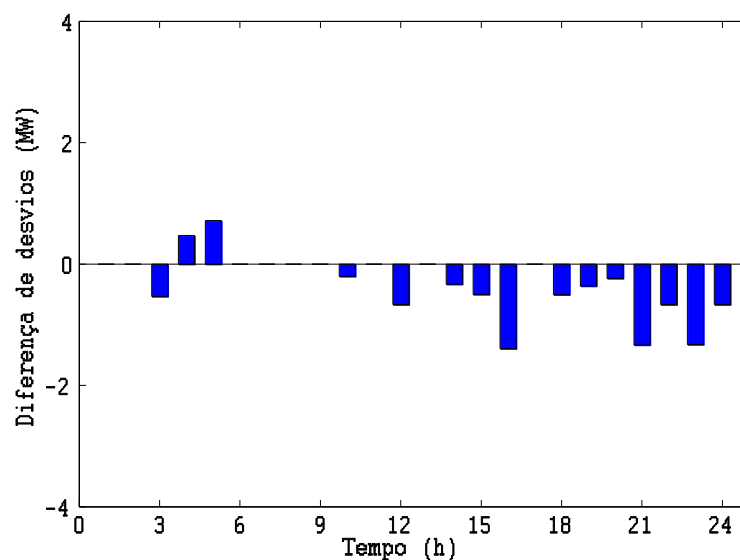


Figura 5.12: Diferença de desvios entre a ponderação de risco  $\alpha = 0,00$  e  $\alpha = 0,20$ .

Na Figura 5.12, a diferença dos desvios entre a empresa ser neutra ao risco e considerando o factor de ponderação de risco  $\alpha = 0,20$  permite verificar o significado da medida risco. Relativamente ao Caso A, existe um aumento da amplitude dos desvios positivos depois das 10 horas, correspondendo a ofertas inferiores às do Caso A. Por exemplo, na hora 21 a diferença dos desvios é de -1,33 MW, implicando um aumento do desvio positivo neste caso, o que é uma manifestação da atitude conservadora, renunciando a assumir o risco que uma oferta superior eventualmente origina em consequência de um incumprimento, desvio negativo.

### Caso\_C – Empresa Produtora Aversa ao Risco ( $\alpha = 1,00$ )

O perfil do preço médio de fecho do mercado diário, indicado a traço negro, a potência para o sistema eólico e as ofertas óptimas a submeter ao mercado diário, considerando o factor de ponderação de risco correspondente a  $\alpha = 1,00$ , são apresentadas na Figura 5.13.

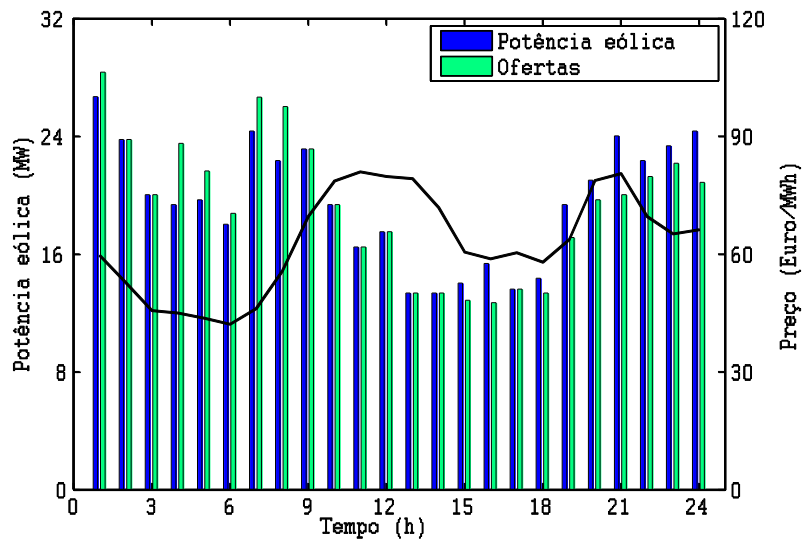


Figura 5.13: Potência para o sistema eólico e ofertas óptimas a submeter ao mercado diário, ponderação de risco  $\alpha = 1,00$ .

Os desvios resultantes da diferença entre a potência obtida pelo sistema eólico e a potência associada à energia oferecida pela empresa produtora no mercado diário são apresentados na Figura 5.14.

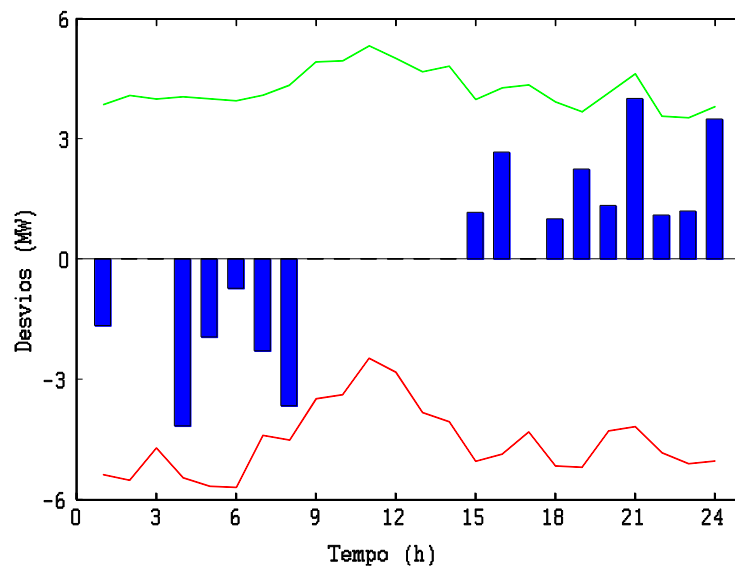


Figura 5.14: Desvios de produção, ponderação de risco  $\alpha = 1,00$ .

Na Figura 5.14, os desvios negativos estão localizados no início do dia até às 8 horas, correspondendo a uma gama de preços de desequilíbrio negativo que é mais favorável, visto que, o valor médio dos preços de desequilíbrio negativo depois das 8 horas é superior ao valor médio entre a 1 hora e as 8 horas. Ainda, é observado pela Figura 5.13 que nesse intervalo os preços de mercado são inferiores aos das horas seguintes. Pelo que, entre a 1 hora e as 8 horas não existe significativa aversão ao risco. Com o objectivo de proceder a uma comparação entre o Caso A e o Caso C no que respeita à diferença de desvios desses casos é apresentada essa diferença na Figura 5.15.

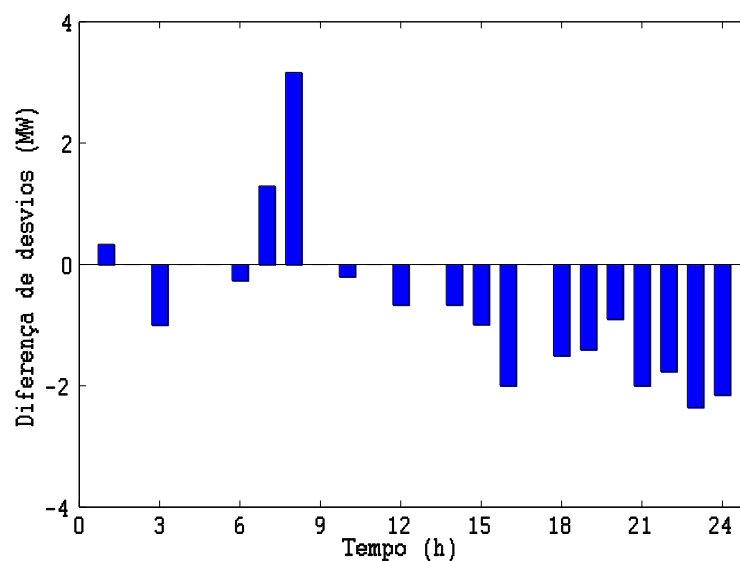


Figura 5.15: Diferença de desvios entre a ponderação de risco  $\alpha = 0,00$  e  $\alpha = 1,00$ .

Na Figura 5.15, a diferença dos desvios entre a empresa ser neutra ao risco e considerando o factor de ponderação de risco  $\alpha = 1,00$  permite verificar que existe um aumento da amplitude dos desvios positivos a partir das 10 horas, correspondendo a ofertas inferiores às do Caso A. Por exemplo, na hora 21 a diferença dos desvios é de -2,00 MW.

#### 5.4.2. Curva da Fronteira Eficiente

Uma empresa produtora de energia eólica tem que considerar diferentes factores de ponderação de risco de modo a escolher a solução que lhe seja mais favorável. Os resultados provenientes da solução estocástica, tendo em consideração os 1000 cenários, permitem avaliar o lucro esperado em função do desvio padrão

parametrizado pelo factor de ponderação de risco que a empresa produtora assume. A curva da fronteira eficiente, lucro esperado versus desvio padrão do lucro, foi determinada considerando seis pontos de parametrização do factor de ponderação de risco é apresentada na Figura 5.16.

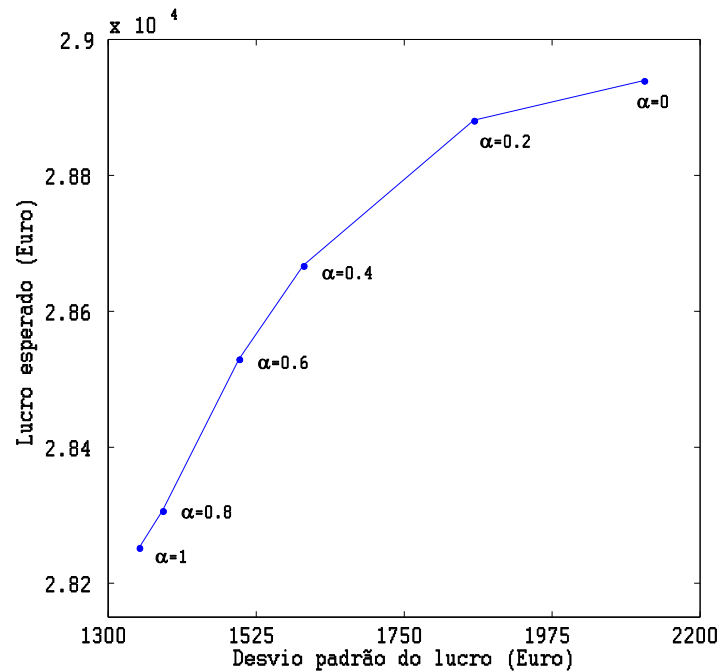


Figura 5.16: Lucro esperado versus desvio padrão do lucro.

Na Figura 5.16, é apresentado o portfolio de soluções eficientes com o lucro máximo esperado para cada factor de ponderação de risco ou o factor de ponderação de risco para o intervalo do lucro esperado.

Uma comparação do aumento do lucro esperado para os seis factores de ponderação de risco é apresentada na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Comparação do lucro esperado para diferentes factores de ponderação de risco

Ponderação de risco	Desvio padrão (Euro)	Lucro esperado (Euro)	% Aumento	Tempo de computação (s)
1,00	1347	28262	-	1,45
0,80	1382	28306	0,16	1,22
0,60	1499	28529	0,94	1,05
0,40	1596	28667	1,43	0,94
0,20	1856	28881	2,19	0,89
0,00	2114	28939	2,40	0,75

Na Tabela 5.2, o lucro esperado para uma empresa produtora neutra ao risco,  $\alpha = 0,00$ , é de 28939 Euros, apresentando um desvio padrão de 2114 Euros. O lucro esperado para uma empresa produtora avessa ao risco,  $\alpha = 1,00$ , é de 28262 Euros, apresentando um desvio padrão de 1347 Euros. As diferenças quer do lucro esperado quer do desvio padrão correspondem à manifestação de renúncia ao risco, i.e., a empresa produtora avessa ao risco aceita um lucro esperado inferior em troca de um desvio padrão inferior.

O máximo lucro esperado obtido representa um aumento de 2,40% e é verificado para o factor de ponderação de risco  $\alpha = 0,00$ . No entanto, o desvio padrão do lucro assume o maior valor entre os valores indicados para o desvio padrão apresentados na Tabela 5.2.

## 5.5. Conclusão

Os desvios de produção causados pela intermitência e volatilidade da energia eólica eventualmente originam que as empresas produtoras de energia eólica tenham dificuldade em cumprir o planeamento de produção estabelecido no mercado diário, sendo obrigadas a corrigir os seus desvios nos mercados com menor horizonte temporal. O mecanismo de formação de preços no mercado de balanço é tal que: quando ocorre excesso de produção de energia, esta é comprada ao produtor em excesso a um preço inferior e vendida a um preço igual ao estabelecido no mercado diário, ao produtor em défice; quando ocorre défice de produção de energia, esta é vendida ao produtor em défice a um preço superior e comprada a um preço igual ao estabelecido no mercado diário, ao produtor em excesso.

Em ambiente de mercado competitivo, o problema de optimização da exploração de um sistema eólico requer novas aplicações computacionais para dotar as empresas produtoras de energia eólica de um conjunto de soluções eficientes, permitindo que as estratégias de oferta sejam mais proveitosas, i.e., suportadas por racionalidade, que não é possível sem o apoio de um sistema de suporte eficiente à decisão.

Uma metodologia baseada em programação estocástica de dois estados é proposta, neste capítulo, de forma a considerar a incerteza recorrendo a cenários, permitindo a maximização de uma função objectivo que considera a aversão ao risco,

representando o facto da empresa produtora de energia eólica ter sensibilidade ao risco. Esta metodologia tem como objectivo suportar as melhores decisões que a empresa produtora pode assumir face à incerteza e ao risco.

Uma medida de risco CVaR é incorporada na metodologia com o fim de diminuir o intervalo de lucros entre o valor mínimo e máximo possível relativamente aos cenários considerados. É apresentada uma comparação das ofertas para diferentes factores de ponderação de risco, ilustrando a proficiência da metodologia proposta através de três casos de estudo. Esta metodologia provou assegurar um tempo de computação aceitável.

# Capítulo 6

## Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as contribuições desta tese sobre o tema da optimização da exploração de curto prazo de sistemas electroprodutores hídricos ou eólicos. Ainda, são indicadas as publicações científicas que resultaram: um capítulo de livro; dezoito publicações científicas em revistas internacionais; dezassete comunicações científicas em actas de conferências. Estas publicações científicas foram realizadas no contexto de divulgação e validação do trabalho de investigação realizado. Finalmente, são indicadas direcções para futuros desenvolvimentos.

### 6.1. Contribuições

O interesse em desenvolver metodologias de apoio à decisão dos participantes do mercado, em particular a curto prazo, tem vindo a crescer com a reestruturação do sector eléctrico. Este interesse pelo desenvolvimento de metodologias surge, por um lado, pela crescente complexidade dos problemas e, por outro lado, pelos benefícios económicos que podem advir de uma exploração com maior racionalidade, visando a competitividade das empresas produtoras de energia eléctrica.

O trabalho de investigação realizado sobre o tema da optimização da exploração de curto prazo e das ofertas em mercado para um sistema electroprodutor, conducente à elaboração desta tese, teve em consideração as seguintes tarefas:

- T1 Previsão da potência eólica e dos preços da energia eléctrica com um tempo de computação aceitável.
- T2 Planeamento de sistemas de energia eléctrica a curto prazo por modelização estocástica.
- T3 Inclusão da medida de risco CVaR na optimização da exploração de sistemas hídricos ou eólicos.

A previsão fiável da potência eólica e dos preços da energia eléctrica é de crucial importância para as empresas produtoras em ambiente competitivo. As metodologias propostas para a previsão dos preços da energia eléctrica requerem vasta informação e elevado tempo de computação pelo que resultou a necessidade de proceder a investigação sobre métodos de previsão que utilizem menos informação e reduzam o tempo de computação.

A promoção da eficiência da exploração de um sistema hidroeléctrico é uma necessidade premente para as empresas produtoras em ambiente competitivo. O problema de optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico a curto prazo era tipicamente abordado através de metodologias determinísticas. Contudo, esta abordagem deixa de ter justificação por não considerar a incerteza que advém do novo paradigma para o sector eléctrico: mercado de electricidade.

A crescente integração da energia eólica na rede eléctrica motivada pela maturidade das tecnologias de exploração e pelo seu custo marginal de produção ser nulo tem impulsionado a necessidade de redefinir o planeamento operacional do sistema eléctrico. Em ambiente de mercado competitivo, o problema de optimização da exploração de um sistema eólico requer aplicações computacionais que permitam lidar com a incerteza dos dados, para dotar as empresas produtoras de energia eólica de um conjunto de soluções eficientes, permitindo que as estratégias de oferta sejam as mais proveitosas, i.e., suportadas por racionalidade, que só é possível com um sistema de suporte eficiente à decisão.

As contribuições desta tese são as seguintes:

- C1 Uma metodologia híbrida WPA, combinando a WT, o PSO e o ANFIS, para a previsão da potência eólica e dos preços da energia eléctrica.
- C2 Uma metodologia baseada em optimização estocástica que integra a medida de risco CVaR para a exploração de curto prazo de um sistema hidroeléctrico, considerando o efeito de queda e a incerteza dos cenários de preços da energia eléctrica gerados a partir da contribuição C1.
- C3 Uma metodologia baseada em optimização estocástica de dois estados que integra a medida de risco CVaR para a exploração de curto prazo de um sistema eólico, considerando a incerteza através de cenários da potência eólica e dos preços da energia eléctrica gerados a partir da contribuição C1.

A metodologia híbrida WPA desenvolvida para a previsão da potência eólica a curto prazo requer informação em intervalos de quinze minutos sobre os valores da potência eólica dos três dias anteriores ao dia da previsão. A informação requerida é acessível pela empresa produtora e comparando com as metodologias baseadas em séries temporais que requerem vasta informação e um considerável tempo de computação mostrou ser não só fiável no que respeita aos resultados, mas também viável no que respeita aos recursos informáticos requeridos. Esta metodologia foi testada com base em dados históricos de potência eólica em Portugal, sendo concluído que a previsão é boa com um tempo de computação aceitável.

A metodologia híbrida WPA desenvolvida para a previsão dos preços da energia eléctrica a curto prazo requer informação em intervalos de uma hora sobre os valores dos preços da energia eléctrica das seis semanas anteriores à semana da previsão. A informação requerida é acessível pela empresa produtora e comparando com as metodologias ARIMA, *mixed-model*, NN, *Wavelet-ARIMA*, WNN, FNN, HIS, AWNN, NNWT e CNEA, que requerem um tempo de computação entre cinco e quarenta minutos, a metodologia proposta requereu um tempo de computação inferior a um minuto, mostrando ser viável no que respeita aos recursos informáticos requeridos. Esta metodologia foi testada com base em dados históricos de preços do Mercado Eléctrico Espanhol, permitindo obter uma boa previsão com um tempo de computação aceitável.

A metodologia baseada em optimização estocástica desenvolvida para a exploração de curto prazo de um sistema hidroeléctrico com configuração hidráulica em cascata tem em consideração o efeito de queda e está particularizada para empresas tomadoras de preços ou dominantes no mercado. Ainda, inclui a medida de risco CVaR para limitar a variabilidade dos lucros, permitindo traçar a curva da fronteira eficiente, fornecendo um compromisso entre o lucro esperado e o desvio padrão, tendo em consideração o factor de ponderação de risco. Esta metodologia permite obter um portfolio de estratégias de oferta a submeter no mercado diário pela empresa, tendo esta que decidir qual o factor de ponderação de risco que pretende assumir. A metodologia foi testada com base num caso cuja configuração hidráulica é baseada na do Douro Nacional, permitindo obter uma descrição mais aproximada e fidedigna, requerendo um tempo de computação na ordem dos dez segundos ou dos vinte e cinco minutos respectivamente para o caso da empresa tomadora de preços ou da dominante no mercado.

Uma metodologia baseada em optimização estocástica de dois estados desenvolvida para a exploração de curto prazo de um sistema eólico tem em consideração a incerteza através de cenários gerados a partir da metodologia híbrida WPA. Ainda, inclui a medida de risco CVaR para limitar a variabilidade dos lucros, permitindo traçar a curva da fronteira eficiente, fornecendo um compromisso entre o lucro esperado e o desvio padrão, tendo em consideração o factor de ponderação de risco. Esta metodologia permite obter um portfolio de estratégias de oferta a submeter no mercado diário pela empresa, tendo esta que decidir qual o factor de ponderação de risco que pretende assumir. A metodologia foi testada com base num caso cujo sistema eólico é baseado no da Gardunha, permitindo obter uma boa formalização para descrever a exploração de curto prazo de um sistema eólico, requerendo um tempo de computação na ordem dos dois segundos.

## 6.2. Lista de Publicações

Quando se adopta um tema de investigação original cujos trabalhos têm como objectivo não só contribuir para o desenvolvimento científico e tecnológico da área escolhida, mas também a obtenção de um grau académico pós-graduado, como é o caso desta tese, é fundamental, à medida que as tarefas previamente planeadas vão sendo cumpridas, que os resultados sejam publicados periodicamente de modo que a comunidade científica, seja incentivada à discussão e à troca de ideias, tendo como finalidade o avanço científico e tecnológico.

Seguidamente, são apresentadas as secções com o capítulo de livro, publicações científicas em revistas internacionais, comunicações científicas em actas de conferências realizadas no âmbito das contribuições desta tese. A duas últimas secções são ordenadas cronologicamente pela data de publicação.

### 6.2.1. Capítulo de Livro

- [1] Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Linear programming applied for the optimization of hydro and wind energy resources", in: *Linear Programming - New Frontiers in Theory and Applications*, Ed. Zoltán Mann, Nova Science Publishers Inc, New York, USA, ISBN: 978-1-61209-579-0, 2011.

## 6.2.2. Publicações Científicas em Revistas Internacionais

- [1] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "An artificial neural network approach for short-term wind power forecasting in Portugal," *International Journal of Engineering Intelligent Systems*, Vol. 17, No. 1, pp. 5-11, Mar. 2009. (Citações: 8)
- [2] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "Neural networks and wavelet transform for short-term electricity prices forecasting," *Eng. Intell. Syst. Elect. Eng. Commun.*, Vol. 18, No. 2, pp. 85-92, Jun. 2010.
- [3] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "Risk aversion in a mixed-integer nonlinear approach to support decision-making for a hydro power producer," *Int. Review Elect. Eng. IREE*, Vol. 5, No. 3, pp. 1317-1323, Jun. 2010. (Citação: 1)
- [4] Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Investigation on the development of bidding strategies for a wind farm owner," *Int. Review Elect. Eng. IREE*, Vol. 5, No. 3, pp. 1324-1329, Jun. 2010. (Citações: 3)
- [5] Pousinho, H.M.I., Catalão, J.P.S., Mendes, V.M.F., "A hybrid PSO-ANFIS approach for short-term wind power prediction in Portugal," *Energy Convers. Manage.*, Vol. 52, No. 1, pp. 397-402, Jan. 2011. (Citações: 4)
- [6] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "Hybrid Wavelet-PSO-ANFIS approach for short-term wind power forecasting in Portugal," *IEEE Trans. Sust. Energy*, Vol. 2, No. 1, pp. 50-59, Jan. 2011. (Citações: 5)
- [7] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "Hydro energy systems management in Portugal: profit-based evaluation of a mixed-integer nonlinear approach," *Energy*, Vol. 36, No. 1, pp. 500-507, Jan. 2011. (Citação: 1)
- [8] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "Short-term electricity prices forecasting in a competitive market by a hybrid intelligent approach," *Energy Convers. Manage.*, Vol. 52, No. 2, pp. 1061-1065, Feb. 2011. (Citações: 2)

- [9] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "Hybrid Wavelet-PSO-ANFIS approach for short-term electricity prices forecasting," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 26, No. 1, pp. 137-144, Feb. 2011. (Citações: 4)
- [10] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "Short-term wind power forecasting in Portugal by neural networks and Wavelet Transform," *Renew. Energy*, Vol. 36, No. 4 pp. 1245-1251, Apr. 2011. (Citações: 11)
- [11] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "A hybrid intelligent approach for short-term wind power forecasting in Portugal," *IET Renew. Power Gener.*, Vol. 5, No. 3, pp. 251-257, May 2011.
- [12] Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "A risk-averse optimization model for trading wind energy in a market environment under uncertainty," *Energy*, Vol. 36, No. 8, pp. 4935-4942, Aug. 2011. (Citação: 1)
- [13] Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Application of adaptive Neuro-Fuzzy inference for wind power short-term forecasting," *IEEJ Trans. Elect. Electr. Eng.*, Vol. 6, No. 6, pp. 571-576, Nov. 2011.
- [14] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Contreras, J., "Optimal hydro scheduling and offering strategies considering price uncertainty and risk management," *Energy*, Vol. 37, No. 1, pp. 237-244, Jan. 2012.
- [15] Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Scheduling of a hydro producer considering head-dependency, price scenarios and risk-aversion," *Energy Convers. Manage.*, Vol. 56, pp. 96-106, Apr. 2012.
- [16] Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Short-term electricity prices forecasting in a competitive market by a hybrid -ANFIS approach," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, Vol. 39, No. 1, pp. 29-35, Jul. 2012.
- [17] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "Optimal offering strategies for wind power producers considering uncertainty and risk," *IEEE Syst. Journal*, Vol. 6, No. 2, pp. 270-277, Jun. 2012.
- [18] Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "A stochastic programming approach for the development of offering strategies for a wind power producer", *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 89, pp. 45-53, Aug. 2012.

### 6.2.3. Comunicações Científicas em Actas de Conferências

- [1] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "Neural networks and wavelet transform for short-term electricity prices forecasting", in: *Proc. of the 15th Int. Conf. on Intelligent System Applications to Power Systems – ISAP 2009*, Curitiba, Brazil, pp. 1-5, Nov. 2009. (Citação: 1)
- [2] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "An artificial neural network approach for short-term wind power forecasting in Portugal", in: *Proc. of the 15th Int. Conf. on Intelligent System Applications to Power Systems – ISAP 2009*, Curitiba, Brazil, pp. 1-5, Nov. 2009. (Citações: 2)
- [3] Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Neuro-Fuzzy approach to forecast wind power in Portugal", in: *Proc. Int. Conf. Renew. Energies Power Quality – ICREPQ'10*, Granada, Spain, Mar. 2010. (Citações: 4)
- [4] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "Short-Term hydro scheduling considering risk aversion in a MINLP approach", in: *Proc. Int. Conf. Renew. Energies Power Quality – ICREPQ'10*, Granada, Spain, Mar. 2010.
- [5] Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Wind power short-term prediction by a hybrid -ANFIS approach", in: *Proc. 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conf. – MELECON 2010*, Valletta, Malta, pp. 955-960, Apr. 2010.
- [6] Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Hybrid PSO-ANFIS approach for short-term electricity prices prediction", in: *Proc. 2010 IEEE Power & Energy Society General Meeting PES – 2010 PES General Meeting*, Minneapolis, Minnesota, USA, Jul. 2010.
- [7] Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Wavelet-Neuro-Fuzzy approach for predicting short-term electricity prices in a competitive market", in: *Proc. 7th Mediterranean Conf. on Power Gener. Transm. Distrib. Energy Convers. – 2010 MEDPOWER*, Agia Napa, Cyprus, Nov. 2010.
- [8] Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Profit-based head-dependent short-term hydro scheduling considering risk constraints", in: *Proc. IEEE Power Tech 2011 Conf.*, Trondheim, Norway, Jun. 2011.

- [9] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "Hybrid Wavelet-PSO-ANFIS approach for short-term electricity prices forecasting", in: *Proc. 2011 IEEE Power & Energy Society General Meeting PES – 2011 PES General Meeting*, Detroit, Michigan, USA, Jul. 2011.
- [10] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "Hybrid Wavelet-PSO-ANFIS approach for short-term wind power forecasting in Portugal", in: *Proc. 2011 IEEE Power & Energy Society General Meeting PES – 2011 PES General Meeting*, Detroit, Michigan, USA, Jul. 2011.
- [11] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Contreras, J., "Hydro generation scheduling and offering strategies considering price uncertainty and risk management", in: *Proc. 17th Power Syst. Comput. Conf. – PSCC 2011*, Stockholm, Sweden, Aug. 2011.
- [12] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "Development of risk-constrained offering strategies for a wind power producer under uncertainty", in: *Proc. 17th Power Syst. Comput. Conf. – PSCC 2011*, Stockholm, Sweden, Aug. 2011.
- [13] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "New hybrid intelligent approach to forecast wind power and electricity prices in the short-term", in: *Proc. 17th Power Syst. Comput. Conf. – PSCC 2011*, Stockholm, Sweden, Aug. 2011.
- [14] Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Optimal offering strategies to the day-ahead market by a wind power producer", in: *Proc. IET Renew. Power Gener. Conf. – RPG 2011*, Edinburgh, UK, Sept. 2011.
- [15] Pousinho, H.M.I., Catalão, J.P.S., J. Contreras, "Price-maker strategies of a hydro producer in a day-ahead electricity market", in: *Proc. 16th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conf. – MELECON 2012*, Yasmine Hammamet, Tunisia, Mar. 2012.
- [16] Pousinho, H.M.I., Catalão, J.P.S., Mendes, V.M.F., "Offering strategies for a wind power producer considering uncertainty through a stochastic model", in: *Proc. 12<sup>th</sup> Int. Conf. Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAPS 2012*, Istanbul, Turkey, Jun. 2012.

- [17] Pousinho, H.M.I., Contreras, J., Catalão, J.P.S., "Operations planning of a hydro producer acting as a price-maker in an electricity market", in: *Proc. 2011 IEEE Power & Energy Society General Meeting PES – 2011 PES General Meeting*, San Diego, California, USA, Jul. 2012.

### 6.3. Direcções de Investigação

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

As seguintes direcções de investigação identificadas são as seguintes:

- D1 Estudar a aplicação de técnicas de selecção de dados para a metodologia de previsão de forma a identificar e avaliar as características de semelhança nos dados de entrada.
- D2 Estudar estratégias integradas entre produtores hídricos e eólicos para a determinação de uma estratégia conjunta de ofertas no mercado que considere a capacidade de proceder a armazenamento de energia por bombagem.
- D3 Estudar a aplicação de um algoritmo de redução de cenários para diminuir a possível redundância quando o conjunto de cenários considerados tem uma cardinalidade elevada para representar os processos estocásticos envolvidos no problema.
- D4 Estudar, no âmbito de uma empresa dominante no mercado, a aplicação de novas metodologias que permitam prever as curvas de demanda residual com melhor margem de erro.

## Capítulo 7

### Referências Bibliográficas

- [Abbad10] Abbad, J.R., "Electricity market participation of wind farms: the success story of the Spanish pragmatism," *Energy Policy*, Vol. 38, No. 7, pp. 3174-3179, Jul. 2010.
- [Ackermann05] Ackermann, T., *Wind power in power systems*, West Sussex, U.K.: Wiley, 2005.
- [Aggarwal09] Aggarwal, S.K., Saini, L.M., Kumar, A., "Electricity price forecasting in deregulated markets: A review and evaluation," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 31, No. 1, pp. 13-22, Jan. 2009.
- [Aguiar07] Aguiar, R., *Modelo de prospectiva para emissões de gases com efeito de estufa em Portugal*, Relatório Final, Vol. 1: Cenários de Referência da versão 2.2, Fundação Calouste Gulbenkian, Lisboa, Nov. 2007.
- [Ahlstrom11] Ahlstrom, M., Blatchford, J., Davis, M., Duchesne, J., Edelson, D., Focken, U., Lew, D., Loutan, C., Maggio, D., Marquis, M., McMullen, M., Parks, K., Schuyler, K., Sharp, J., Souder, D., "Atmospheric pressure," *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 9, No. 6, pp. 97-107, Nov. 2011.
- [Al-Awami11] Al-Awami, A.T., El-Sharkawi, M.A., "Coordinated trading of wind and thermal energy," *IEEE Trans. Sust. Energy*, Vol. 2, No. 3, pp. 277-287, Jul. 2011.
- [Albadi10] Albadi, M.H., El-Saadany, E.F., "Overview of wind power intermittency impacts on power systems," *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 80, No. 6, pp. 627-632, Jun. 2010.
- [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.

- [Amjady06a] Amjady, N., Hemmati, M., "Energy price forecasting—problems and proposals for such predictions," *IEEE Power Energy Mag.*, Vol. 4, No. 2, pp. 20-29, Mar./Apr. 2006.
- [Amjady08] Amjady, N., Keynia, F., "Day ahead price forecasting of electricity markets by a mixed data model and hybrid forecast method," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 30, No. 9, pp. 533-546, Nov. 2008.
- [Amjady09] Amjady, N., Keynia, F., "Short-term load forecasting of power systems by combination of wavelet transform and neuro-evolutionary algorithm," *Energy*, Vol. 34, No. 1, pp. 46-57, Jan. 2009.
- [Amjady09a] Amjady, N., Keynia, F., "Day-Ahead price forecasting of electricity markets by mutual information technique and cascaded neuro-evolutionary algorithm," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 24, No. 1, pp. 306-318, Feb. 2009.
- [Amjady09b] Amjady, N., Hemmati, H., "Day-ahead price forecasting of electricity markets by a hybrid intelligent system," *Eur. Trans. Elect. Power*, Vol. 19, No. 1, pp. 89-102, Jan. 2009.
- [Amjady10] Amjady, N., Soleymanpour, H.R., "Daily hydrothermal generation scheduling by a new modified adaptive particle swarm optimization technique," *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 80, No. 5, pp. 723-732, Jun. 2010.
- [Angarita07] Angarita, J.L., Hernandez-Aramburo, C.A., Usaola-Garcia, J., "Analysis of a wind farm's revenue in the British and Spanish markets," *Energy Policy*, Vol. 35, pp. 5051-5059, Oct. 2007.
- [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, Feb. 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, Aug. 2000.
- [Artzner99] Artzner, P., Delbaen, F., Eber, J. M., Heath, D., "Coherent measures of risk," *Mathematical Finance*, Vol. 9, No. 3, pp. 203-228, Jul. 1999.

- [Bailey87] Bailey, B., Stewart, R., "Wind forecasting for wind power stations," *Proc. wind energy conversion*, Edinburgh, UK, 1987.
- [Baíllo01] Baíllo, A., Ventosa, M., Rivier, M., Ramos, A., "Strategic bidding in a competitive electricity market: A decomposition approach," *Proc. IEEE Power Tech Conf.*, Porto, Portugal, Sept. 2001.
- [Baíllo04] Baíllo A., Ventosa, M., Rivier M., Ramos A., "Optimal offering strategies for generation companies operating in electricity spot markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 19, No. 2, pp. 745-53, May 2004.
- [Barroso10] Barroso, L.A., Rudinck, H., Sensfuss, F., Linares P., "The green effect," *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 8, No. 5, pp. 22-35, Oct. 2010.
- [Baslis10] Baslis, C.G., Bakirtzis, A.G., "Optimal yearly scheduling of generation and pumping for a price-maker hydro producer," *Proc. European Energy Market Conf.*, Madrid, Spain, Jun. 2010.
- [Baslis11] Baslis, C.G., Bakirtzis, A.G., "Mid-term stochastic scheduling of a price-maker hydro producer with pumped storage," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 26, No. 4, pp. 1856-1865, Nov. 2011.
- [Bathurst02] Bathurst, G.N., Weatherill, J., Strbac, G., "Trading wind generation in short term energy markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 17, No. 3, pp. 782-789, Aug. 2002.
- [Bathurst03] Bathurst, G., Strbac, G., "Value of combining energy storage and wind in short-term energy and balancing markets," *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 67, No. 1, pp. 1-8, Oct. 2003.
- [Batlle02] Batlle, C., "*Modelo de análisis de riesgos asociados al negocio de producción eléctrica*," Tese de Doutorado, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Madrid, 2002.
- [Berzal01] Berzal, D., Fuente, J.I., Gomez, T., "Building generation supply curves under uncertainty in residual demand curves for the day-ahead electricity market," *Proc. IEEE Power Tech Conf.*, Porto, Portugal, Sept. 2001.
- [Benders62] Benders, J.F., "Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems," *Numerische Mathematic*, Vol. 4, pp. 238-252, Aug. 1962.

- [Bessa08] Bessa, R., "Treino on line de redes neuronais com critérios de informação aplicado à previsão eólica," Dissertação de Mestrado, Universidade do Porto, Porto, Portugal, Junho 2008.
- [Bessa08a] Bessa, R., Miranda, V., Gama, J., "Improvement in wind power forecasting based on information entropy-related concepts," *Proc. 2008 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Pittsburgh, Pennsylvania, Jul. 2008.
- [Birge97] Birge, J.R., Louveaux, F., "Introduction to stochastic programming," in: *Springer Series Oper. Res.*, 1997.
- [Bishop10] Bishop, J.D.K., Amaratunga, G.A.J., Rodriguez, C., "Linking energy policy, electricity generation and transmission using strong sustainability and co-optimization," *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 80, No. 6, pp. 633-641, Jun. 2010.
- [Boeringer04] Boeringer, D., Werner, D., "Particle swarm optimization versus genetic algorithms for phased array synthesis," *IEEE Trans. Antennas Propagat.*, Vol. 52, No. 3, pp. 771-779, Mar. 2004.
- [Boqiang09] Boqiang, R., Chuanwen, J., "A review on the economic dispatch and risk management considering wind power in the power market," *Renew. Sust. Energy Rev.*, Vol. 13, pp. 2169-2174, 2009.
- [Borghetti03] Borghetti, A., Frangioni, A., Lacalandra, F., Nucci, C.A., Pelacchi, P., "Using of a cost-based Unit Commitment algorithm to assist bidding strategy decisions," *Proc. IEEE Power Tech Conf.*, Bologna, Italy, Jun. 2003.
- [Borghetti08] Borghetti, A., D'Ambrosio, C., Lodi, A., Martello, S., "An MILP approach for short-term hydro scheduling and unit commitment with head-dependent reservoir", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 23, No. 3, pp.1115-1124, Aug. 2008.
- [Borghetti09] Borghetti, A., Massucco, S., Silvestro, F., "Influence of feasibility constrains on the bidding strategy selection in a day-ahead electricity market session," *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 79, No. 12, pp. 1727-1737, Dec. 2009.
- [Borrós07] Borrós, J.C., "Modelo de gestión del riesgo de mercado en el negocio de generación de electricidad," Tese de Doutoramento, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Espanha, Julho 2007.

- [Botterud10] Botterud, A., Wang, J., Bessa, R., Keko, H., Miranda, V., "Risk management and optimal bidding for a wind power producer," *Proc. 2010 IEEE PES General Meeting*, Minneapolis, MN, Jul. 2010.
- [Botterud11] Botterud, A., Wang, J., Bessa, R.J., Keko, H., Miranda, V., "Risk management and optimal bidding for a wind power producer," *Proc. 2010 IEEE PES General Meeting*, Minneapolis, MN, Jul. 2010.
- [Bourry08] Bourry, F., Juban, J., Costa, L.M., Kariniotakis, G., "Advanced strategies for wind power trading in short-term electricity markets," *Proc. European Wind Energy Conf.*, Brussels, Belgium, Apr. 2008.
- [Bourry09] Bourry, F., Costa, L., Kariniotakis, G. "Risk-based strategies for wind/pumped-hydro coordination under electricity markets," *Proc. IEEE Power Tech Conf.*, Bucharest, Romania, Jun. 2009.
- [Brännlund86] Brännlund, 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. 1, No. 4, pp. 75-82, Nov. 1986.
- [Brunetto07] Brunetto, C., Nicita, M., Tina, G., "Wind generation in day-ahead energy markets in Italy: imbalances penalties," *Proc. IEEE Power Tech Conf.*, Lausanne, Switzerland, Jul. 2007.
- [Butler08] Butler, L., Neuhoff, K., "Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development," *Renew. Energy*, Vol. 33, No. 8, pp. 1854-1867, Aug. 2008.
- [Cadenas09] Cadenas, E., Rivera, W., "Short term wind speed forecasting in La Venta, Oaxaca, México, using artificial neural networks," *Renew. Energy*, Vol. 34, No. 1, pp. 274-278, Jan. 2009.
- [Carrión07a] Carrión, M., Philpott, A.B., Conejo A.J., Arroyo, J. M., "A Stochastic Programming Approach to Electric Energy Procurement for Large Consumers," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 2, pp. 744-754, May 2007.

- [Carrión07b] Carrión, M., Conejo A.J., Arroyo, J.M., "Forward Contracting and Selling Price Determination for a Retailer," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 4, pp. 2105-2114, Nov. 2007.
- [Carrión08] Carrión, M., "Medium-term decision making for consumers, retailers, and producers in electricity markets via stochastic programming," Tese de Doutoramento, Universidad de Castilla-la Mancha Pontificia, Castilla-la Mancha, Espanha, Julho 2008.
- [Castro08] Castro, R.M.G., "Energias renováveis e produção descentralizada: Introdução à energia eólica," Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal, Março 2008.
- [Castronuovo04] Castronuovo, E., Peças Lopes, J., "On the optimization of the daily operation of a wind-hydro power plant," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 19, No. 3, pp. 1599-1606, Aug. 2004.
- [Catalão06] Catalão J.P.S., "Novas metodologias de optimização em sistemas de energia hidrotérmicos," Tese de Doutoramento, Universidadeda Beira Interior, Covilhã, Portugal, Dezembro 2006.
- [Catalão07] 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.*, Vol. 77, No. 10, pp. 1297-1304, Aug. 2007.
- [Catalão09] Catalão, J.P.S., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "Neural networks and wavelet transform for short-term electricity prices forecasting," *Proc. 15th Int. Conf. on Intell. Syst. Applications to Power Syst.*, Curitiba, Brazil, Nov. 2009.
- [Catalao09a] 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 nonlinear approach," *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 24, pp. 337-346, Feb. 2009.
- [Chahar09] Chahar, K., Taaffe, K., "Risk averse demands election with all-or-nothing orders," *Omega*, Vol. 37, No. 5, pp. 996-1006, Oct. 2009.
- [Chen10] Chen, Y., Luh, P.B., Guan, C., Zhao, Y., Michel, L.D., Coolbeth, M.A., Friedland, P.B., Rourke, S.J., "Short-term load forecasting: similar day-based wavelet neural networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 25, No. 1, pp. 322-330, Feb. 2010.

- [Cheung00] Cheung, K.W., Shamsollahi, P., Sun, D., Milligan, J., Potishnak, M., "Energy and ancillary service dispatch for the interim ISO New England electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 15, No. 3, pp. 968-974, Aug. 2000.
- [Conejo01] Conejo, A.J., Prieto, F.J., "Mathematical programming and electricity markets," *TOP: An Official J. of the Spanish Society of Statistics and Oper. Res.*, Vol. 9, No. 1, pp. 1-22, 2001.
- [Conejo02] Conejo A.J., Nogales, F.J., Arroyo J.M., "Price-taker bidding strategy under price uncertainty," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 17, No. 4, pp. 1081-1088, Nov. 2002.
- [Conejo02a] 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, Nov. 2002.
- [Conejo02b] Conejo, A.J., Contreras, J., Arroyo, J.M., Torre, S., "Optimal response of an oligopolistic generating company to a competitive pool based electric power market," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 17, No. May 2002, pp. 424-430.
- [Conejo05] 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.
- [Conejo05a] Conejo, A.J., Contreras, J., Espínola, R., Plazas, M.A., "Forecasting electricity prices for a day-ahead pool-based electric energy market," *Int. J. Forecasting*, Vol. 21, No. 3, pp. 435-462, Jul. 2005.
- [Conejo10] Conejo, A.J., Carrión, M., Morales, J.M., "Decision making under uncertainty in electricity markets," *Int. Series in Oper. Res. & Manage. Science*, Springer, 2010.
- [Contreras02] Contreras, J., Candiles, O., Fuente, J.D., Gómez, T., "A cobweb bidding model for competitive electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 17, No. 1, pp. 148-153, Feb. 2002.
- [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, Aug. 2003.

- [Costa08] Costa, A., Crespo, A., Navarro, J., Lizcano, G., Madsen, H., Feitosa, E., "A review on the young history of the wind power short-term prediction," *Renew. Sust. Energy Rev.*, Vol. 12, No. 6, pp. 1725-1744, Aug. 2008.
- [Dahlgren03] Dahlgren, R., Liu, C.-C., Lawarrée, J., "Risk assessment in energy trading," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 18, No. 2, pp. 503-511, May 2003.
- [D'Ambrosio11] D'Ambrosio, C., Lodi, A., "Mixed integer nonlinear programming tools: a practical overview," *4OR: A Quarterly J. Operations Res.*, Vol. 9, No. 4, pp. 329-349, Nov. 2011.
- [Damousis04] Damousis, I.G., Alexiadis, M.C., Therocharis, J.B., Dokopoulos, P.S., "A fuzzy model for wind speed prediction and power generation in wind parks using spatial correlation," *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 19, No. 2, pp. 352-361, Jun. 2004.
- [DeCarolis06] DeCarolis, J.F., Keith, D.W., "The economics of large-scale wind power in a carbon constrained world," *Energy Policy*, Vol. 34, No. 4, pp. 395-410, Mar. 2006.
- [Denny06] Denny, E., O'Malley, M., "Wind generation, power system operation, and emissions reduction", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 21, No. 1, pp. 341-347, Feb. 2006.
- [Delgado02] Delgado, M.R.B S., "*Projeto automático de sistemas nebulosos: uma abordagem co-evolutiva*," Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil, 2002.
- [Del Rio07] Del Rio, P., Gual, M., "An integrated assessment of the feed-in tariff system in Spain," *Energy Policy*, Vol. 35, No. 2, pp. 994-1012, Feb. 2007.
- [DGEG12] Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG), Renováveis - Estatísticas rápidas Janeiro 2012, No. 83.
- [Dias11] Díaz, F.J., Contreras, J., Muñoz, J.I., Pozo D., "Optimal scheduling of a price-taker cascaded reservoir system in a pool-based electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 26, No. 2, pp. 604-615, May 2011.
- [Dica09] Dica C., Dica, C-I., Vasiliu, D., Comanescu, Gh., Ungureanu, M., "Wind power short-term forecasting system," *Proc. IEEE Power Tech Conf.*, Bucharest, Romania, Jun. 2009.

- [Doherty05] Doherty, R., O'Malley, M., "A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 2, pp. 587-595, May 2005.
- [Domenica07] Domenica, N.D., Mitra, G., Valente, P., Birbilis, G., "Stochastic programming and scenario generation within a simulation framework: an information systems perspective," *Decision Support Systems*, Vol. 42, No. 4, pp. 2197-2218, Jan. 2007.
- [Duić11] Duić, N., Guzović, Z., Lund, H., "Sustainable development of energy, water and environment systems", *Energy*, Vol. 36, No. 4, pp. 1839-1841, Apr. 2011.
- [Eberhart01] Eberhart, R., Shi, Y., Kennedy, J., "*Swarm Intelligence*," San Mateo, CA: Morgan Kaufmann, 2001.
- [Eberhart01a] Eberhart, R., Shi, Y., "Particle swarm optimization: Developments, applications and resources," *Proc. IEEE Congr. Evol. Comput.*, Vol. 1, pp. 81-86, May 2001.
- [Eichhorn05] Eichhorn, A., Römisch, W., "Polyhedral risk measures in stochastic programming," *SIAM J. Optimization*, Vol. 16, No. 1, pp. 69-95, 2005.
- [El-Fouly07] El-Fouly, T.H.M., El-Saadany, E.F., Salama, M.M.A., "Improved Grey predictor rolling models for wind power prediction," *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 1, No. 6, pp. 928-937, Nov. 2007.
- [El-Fouly08] El-Fouly, T.H.M., El-Saadany, E.F., Salama, M.M.A., "One day ahead prediction of wind speed and direction," *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 23, No. 1, pp. 191-201, Mar. 2008.
- [Erlich07] Erlich, I., Kretschmann, J., Fortmann, J., Mueller-Engelhardt, S., Wrede, H., "Modeling of wind turbines based on doubly-fed induction generators for power system stability studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 3, No. 3, pp. 909-919, Aug. 2007.
- [Ernst07] Ernst, B., Oakleaf, B., Ahlstrom, M. L., Lange, M., Moehrlen, C., Lange, B., Focken, U., Rohrig, K., "Predicting the wind," *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 5, No. 6, pp. 78-89, Nov. 2007.
- [Ernst09] Ernst, Y., "Global highlights," *Renewable energy country attractiveness indices*, No. 21, May 2009.

- [Escudero96] Escudero, L., de la Fuente, J.L., García, C., Prieto, F.J., "Hydropower generation management under uncertainty via scenario analysis and parallel computation," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, No. 2, pp. 683-689, 1996.
- [EU08] European Union (EU), "Climate change: commission welcomes final adoption of Europe's climate and energy package," press release, Dec. 17, 2008. Disponível: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/08/1998>, Acedido em: 12/09/2011.
- [EWEA09] European Wind Energy Association (EWEA). Pure Power: Wind energy targets for 2020 and 2030. Disponível: <http://www.ewea.org/index.php?id=178>, Acedido em: 12/09/2010.
- [Fabbri05] Fabbri, A., Roman, T.G.S., Abbad, J.R., Quezada, V.H.M., "Assessment of the cost associated with wind generation prediction errors in a liberalized electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 3, pp. 1440-1446, Aug. 2005.
- [Fan09] Fan, S., Liao, J. R., Yokoyama, R., Chen, L. N., Lee, W. J., "Forecasting the wind generation using a two-stage network based on meteorological information," *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 24, No. 2, pp. 474-482, Jun. 2009.
- [Ferreira89] Ferreira, L.A.F.M., Anderson 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, Jul. 1989.
- [Ferreira92] Ferreira, L.A.F.M., "Evaluation of short-term wind predictability," *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 7, No. 3, pp. 409-417, Sept. 1992.
- [Ferreira10] Ferreira, C., Gama, J., Matias, L., Botterud, A., Wang, J., "A survey on wind power ramp forecasting," Argonne National Laboratory, Chicago, USA, Dec. 2010.
- [Ferrer04] Ferrer, A.B., "*Applicability of deterministic global optimization to the short-term hydrothermal coordination problem*," Tese de Doutorado, Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona, Spain, 2004.

- [Finon02] Finon, D., Menanteau, P., Lamy, M.-L., "Price-based versus quantity-based approaches for stimulating the development of renewable electricity: new insights in an old debate," Disponível em: <http://www.iaee.org/documents/Aberdeen/a02lamy.pdf>, Acedido em: 13/01/2012.
- [Flach10] Flach, B.C., Barroso, L.A., Pereira, M.V.F., "Long-term optimal allocation of hydro generation for a price-maker company in a competitive market: latest developments and a stochastic dual dynamic programming approach," *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 4, No. 2, pp. 299-314, Feb. 2010.
- [Fleten05] Fleten, S.-E., Pettersen, E., "Constructing bidding curves for a price-taking retailer in the Norwegian electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 2, pp. 180-187, May 2005.
- [Fleten08] Fleten, S.-E., Kristoffersen, T.K., "Short-term hydropower production planning by stochastic programming," *Computers Oper. Res.*, Vol. 35, No. 8, pp. 2656-2671, Aug. 2008.
- [Flores05] Flores P, Tapia A, Tapia G., "Application of a control algorithm for wind speed prediction and active power generation," *Renew. Energy*, Vol. 30, No. 4, pp. 523-536, 2005.
- [Fosso99] Fosso, O.B., Gjelsvik, A., Haugstad, A., Mo, B., Wagensteen, I., "Generation scheduling in a deregulated system. The Norwegian case," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 14, No. 1, pp. 75-81, Feb. 1999.
- [Fu07] Fu, Y., Shahidehpour, M., "Fast SCUC for large-scale power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 4, pp. 2144-2151, Nov. 2007.
- [Galiana09] Galiana, F.D., Conejo, A., "Economics of electricity generation," In: Gómez Expósito, A., Conejo, A., Cañizares, C., editors. *Electricity energy systems: Analysis and operation*. Florida: CRC Press Taylor & Francis Group, 2009.
- [Gao00] Gao, F., Guan, X., Cao, X.-R., Papalexopoulos, A., "Forecasting power market clearing price and quantity using a neural network method," *Proc. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Seattle, WA, Jul. 2000.

- [Garcés10] Garcés, L.P., Conejo, A.J., "Weekly self-scheduling, forward contracting, and offering strategy for a producer," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 25, No. 2, pp. 867-874, May 2010.
- [Garcia05] Garcia, R.C., Contreras, J., Vanakkerenm., 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.
- [García-González01] García-González, J., Castro, G.A., "Short-term hydro scheduling with cascaded and head-dependent reservoirs based on mixed-integer linear programming", *Proc. IEEE Power Tech.*, Porto, Portugal, Sept. 2001.
- [García-González06] García-González, J., Parrilla, E., Mateo, A., "Building optimal generation bids of a hydro chain in the day-ahead electricity market under price uncertainty," *Proc. 9th Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH*, Stockholm, Sweden, Jun. 2006.
- [García-González07] García-González, J., Parrilla, E., Mateo, A., "Risk-averse profit-based optimal scheduling of a hydro-chain in the day-ahead electricity market," *Eur. J. Oper. Res.*, Vol. 181, No. 3, pp. 1354-1369, Sept. 2007.
- [García-González08] García-González, J., Muela, R.M.R., Santos, L.M., González, A.M., "Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 23, No. 2, pp. 460-468, May 2008.
- [Garcia-Martos07] Garcia-Martos, C., Rodriguez, J., Sanchez, M. J., "Mixed models for short-run forecasting of electricity prices: Application for the Spanish market", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 2, pp. 544-552, May 2007.
- [Ghomsheh07] Ghomsheh, V.S., Shoorehdeli, M.A., Teshnehlab, M., "Training ANFIS structure with modified algorithm," *Proc. of the 15<sup>th</sup> Mediterranean Conf. on Control and Automation*, Athens, Greece, Jul. 2007.
- [Gil07] Gil, H. A., Joos, G., "Generalized estimation of average displaced emissions by wind generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 3, pp. 1035-1043, Aug. 2007.

- [Gilman01] Gilman, B., Cheng M., Isaac J., Zack J., Bailay B., Brower M., "The Value of Wind Forecasting to Southern California Edison," *Proc. the AWEA Wind power 2001 Conf.*, Washington, USA, Jun. 2001.
- [Gómez11] Gómez, A., Zubizarreta, J., Dopazo, C., Fueyo, N., "Spanish energy roadmap to 2020: Socioeconomic implications of renewable targets," *Energy*, Vol. 36, No. 4, pp. 1973-1985, Apr. 2011.
- [Gómez-Villalva03] Gómez-Villalva, E., Ramos, A., "Optimal energy management of an industrial consumer in liberalized markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 18, No. 2, pp. 716-723, May 2003.
- [González99] González, J.J., Basagoiti, P., "Spanish power exchange market and information system. Design, concepts, and operating experience," *Proc. IEEE 21<sup>st</sup> Int. Conf. Power Industry Comput. Applicat.*, Santa Clara, California, May 1999.
- [Gonzalez05] Gonzalez, A. M., San Roque, A. M., Gonzalez, J.G., "Modeling and forecasting electricity prices with input/output hidden Markov models," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 1, pp. 13-24, Feb. 2005.
- [González08] González, del Río, P., "Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms," *Energy Policy*, Vol. 36, No. 8, pp. 2917-2929, Aug. 2008.
- [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, Feb. 1999.
- [Guerra04] Guerra, A.R.M., "*Modelos para la explotación óptima de la generación en mercados eléctricos competitivos*," Tese de Doutoramento, Universidade de Sevilha, Sevilha, Espanha, 2004.
- [Guerra05] Guerra, A.R.M., Ramos, J.L.M., Expósito, A.G., "A comparison of residual demand models for oligopolistic markets," *Proc. 15th PSCC Power Systems Computation Conf.*, Liege, Belgium, 2005.

- [Guo04] Guo, J.J., Luh, P.B., "Improving market clearing price prediction by using a committee machine of neural networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 19, No. 4, pp. 1867-1876, Nov. 2004.
- [GWEC11] Global Wind Energy Council (GWEC). Global Wind 2011 Report. Disponível em: <http://www.gwec.net.>, Acedido em: 12/01/2012.
- [Hammons02] Hammons, R., Barroso, L., Latin America: Deregulation in a Hydro-Dominated Market/HCI Publications, Sept. 2002.
- [Heo06] Heo, J.S., Lee, K.Y., Garduno-Ramirez, R., "Multiobjective control of power plants using particle swarm optimization techniques," *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 21, No. 2, pp. 552-561, Jun. 2006.
- [Hiroux10] Hiroux, C., Saguan, M., "Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs?," *Energy Policy*, Vol. 38, No. 7, pp. 3135-3145, Jul. 2010.
- [Hirst04] Hirst, E., Hild, J., "The value of wind energy as a function of wind capacity," *The Electricity J.*, Vol. 17, No. 6, pp. 11-20, Jul. 2004.
- [Holmström09] Holmström, Göran, A.O., Edvall, M.M., "User's guide for Tomlab/ CPLEX v12.1," Tomlab Optimization, Aug. 2009.
- [Holttinen05] Holttine, H., "Optimal electricity market for wind power," *Energy Policy*, Vol. 33, No. 16, pp. 2052-2063, Nov. 2005.
- [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, Feb. 2005.
- [Hongling08] Hongling, L., Chuanwen, J., Yan, Z., "A review on risk-constrained hydropower scheduling in deregulated power market," *Renew. Sust. Energ. Rev.*, Vol. 12, No. 5, pp. 1465-1475, Jun. 2008.
- [Hreinsson88] Hreinsson, E.B., "Optimal short term operation of a purely hydroelectric system", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 3, No. 3, pp. 1072-1077, Aug. 1988.

- [Ilic98] Ilic, M., Galiana, F., Fink, L., "Power systems restructuring: Engineering and economics," Boston: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [Jabr05] Jabr, R.A., "Robust self-scheduling under price uncertainty using Conditional Value-at-Risk," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 4, pp. 1852-1858, Nov. 2005.
- [Jang93] Jang, J.-S. R., "ANFIS: Adaptive-network-based fuzzy inference system," *IEEE Trans. Syst., Man., Cybern.*, Vol. 23, No. 3, pp. 665-685, May-Jun. 1993.
- [Jursa08] Jursa R., Rohrig, K., "Short-term wind power forecasting using evolutionary algorithms for the automated specification of artificial intelligence models," *Int. J. Forecast.*, Vol. 24, No. 4, pp. 694-709, Oct.-Dec. 2008.
- [Kamal97] Kamal, L., Jafri, Y.Z., "Time series models to simulate and forecast hourly averaged wind speed in Quetta, Pakistan," *Sol. Energy*, Vol. 61, pp. 23-32, 1997.
- [Kamalinia11] Kamalinia, S., Shahidehpour, M., Khodaei, A., "Security-constrained expansion planning of fast-response units for wind integration," *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 81, No. 1, pp. 107-116, Jan. 2011.
- [Kamath10] Kamath, C., "Understanding wind ramp events through analysis of historical data," *Proc. IEEE PES Transmission and Distribution Conf. and Exposition*, Livermore, USA, Apr. 2010.
- [Kariniotakis96] Kariniotakis, G.N., Stavrakakis, G.S., Nogaret, E.F., "Wind power forecasting using advanced neural network models," *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 11, No. 4, pp. 762-767, Dec. 1996.
- [Kariniotakis04] Kariniotakis, G., Pinson, P., Siebert, N., Giebel, G., Barthelmie, R., "The state of the art in short-term prediction of wind power - from an offshore perspective," *Proc. of 2004 Sea Tech Week*, Brest, France, Oct. 2004.
- [Kariniotakis06] Kariniotakis, G. et al., "Next generation short-term forecasting of wind power - Overview of the ANEMOS project," *Proc. of the European Wind Energy Conference EWEC'06*, Athens, Greece, 2006.

- [Kavasseri09] Kavasseri, R.G., Seetharaman, K., "Day-ahead wind speed forecasting using f-ARIMA models," *Renew. Energy*, Vol. 34, No. 5, pp. 1388-1393, May 2009.
- [Kennedy98] Kennedy, J., "The behavior of particle," *Proc. 7th Annu. Conf. Evol. Program.*, pp. 581-89, 1998.
- [Keskin07] Keskin, B.B., Üster, H., "Meta-heuristic approaches with memory and evolution for a multi-product production/distribution system design problem," *Eur. J. Oper. Res.*, Vol. 182, No. 2, pp. 663-682, Oct. 2007.
- [Kirschen04] Kirschen, D.S., Strbac, G., "Fundamentals of power system economics," Chichester: Wiley, 2004.
- [Klüppelberg10] Klüppelberg, C., Meyer-Brandis, T., Schmidt, A., "Electricity spot price modelling with a view towards extreme spike risk," *Quantitative Finance*, Vol. 10, No. 9, pp. 963-974, Nov. 2010.
- [Krämer04] Krämer, M., "Long-term costs of electricity generation in Germany: Optimising the inclusion of wind power," *Wind Engineering*, Vol. 28, No. 4, pp. 465 - 478, Jun. 2004
- [Krokhmal02] Krokhmal, P., Palmquist, J., Uryasev, S., "Portfolio optimization with conditional value-at-risk objective and constraints," *The Journal of Risk*, Vol. 4, No. 2, pp. 11-27, Mar. 2002.
- [Kusiak09] Kusiak, A., Zheng, H.Y., Song, Z., "Short-term prediction of wind farm power: a data mining approach," *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 24, No. 1, pp. 125-136, Mar. 2009.
- [Ladurantaye07] Ladurantaye, D., Gendreau, M., Potvin, J-Y., "Strategic bidding for price-taker hydroelectricity producers," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 4, pp. 2187-2203, Nov. 2007.
- [Ladurantaye09] Ladurantaye, D., Gendreau, M., Potvin, J-Y., "Optimizing profits from hydroelectricity production," *Computers & Operations Res.*, Vol. 36, No. 2, pp. 499-529, 2009.
- [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, Feb. 2002.

- [Leonhard04] Leonhard, W., Grobe, E.M., "Sustainable electrical energy supply with wind and pumped storage—A realistic long-term strategy or utopia?," *Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting*, Vol. 2, pp. 1221-1225, Jun. 2004.
- [Li01] Li, S., Wunsch, D.C., O'Hair, E.A., Giesselmann, M. G., "Using neural networks to estimate wind turbine power generation," *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 16, pp. 276-282, Sept. 2001.
- [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, Nov. 2005.
- [Li07] Li, G., Liu, C.C., Mattson, C., Lawarree, J., "Day-ahead electricity price forecasting in a grid environment," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 1, pp. 266-274, Feb. 2007.
- [Liang11] Liang, J., Grijalva, S., Harley, R.G., "Increased wind revenue and system security by trading wind power in energy and regulation reserve markets," *IEEE Trans. Sust. Energy*, Vol. 2, No. 3, pp. 340-347, Jul. 2011.
- [Lora07] Lora, A.T., Santos, J.M.R., Expósito, A.G., Ramos, J.L.M., Santos, J.C.R., "Electricity market price forecasting based on weighted nearest neighbors techniques," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 3, pp. 1294-1301, Aug. 2007.
- [Lu05] Lu, X., Dong, Z.Y., Li, X., "Electricity market price spike forecast with data mining techniques," *Int. J. Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 73, No. 1, pp. 19-29, Jan. 2005.
- [Lund05] Lund, H., "Large-scale integration of wind power into different energy systems," *Energy*, Vol. 30, No. 13, pp. 2402-2412, Oct. 2005.
- [Lund07] Lund, H., Duic, N., Krajacic, G., Carvalho, M.G., "Two energy system analysis models: A comparison of methodologies and results," *Energy*, Vol. 32, No. 6, pp. 948-54, Jun. 2007.
- [Ma09] Ma, L., Luan, S.Y., Jiang, C.W., Liu, H.L., Zhang, Y., "A review on the forecasting of wind speed and generated power," *Renew. Sust. Energy Rev.*, Vol. 13, pp. 915-920, May 2009.

- [Mabel09] Mabel, M.C., Fernandez, E., "Estimation of energy yield from wind farms using artificial neural networks," *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 24, No. 2, pp. 459-464, Jun. 2009.
- [Mallat89] Mallat, S., "A theory for multiresolution signal decomposition—the wavelet representation," *IEEE Trans. Pattern Anal. Mach. Intell.*, Vol. 11, No. 7, pp. 674-693, Jul. 1989.
- [Märkert05] Märkert, A., Schultz, R., "On deviation measures in stochastic integer programming," *Oper. Res. Letters*, Vol. 33, No. 5, pp. 441-449, Sept. 2005.
- [Markowitz59] Markowitz, H. M., "Portfolio selection: Efficient diversification of investments," Wiley, New York, 1959.
- [Matevosyan06] Matevosyan, J., Söder, L., "Minimization of imbalance cost trading wind power on the short-term power market," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 21, No. 3, pp. 1396-1404, Aug. 2006.
- [MEID10] Ministério da Economia, Inovação e Desenvolvimento (MEID). Disponível em: <http://www.min-economia.pt/>, acedido em: 07/11/2010.
- [Mendes10] Mendes, A.I.F., Cardoso, R.S.F., "Regulação dos sectores da electricidade e do gás natural em Portugal," Prémio ERSE Regulação, Janeiro 2010.
- [Meng09] Meng, K., Dong, Z.Y., Wong, K.P., "Self-adaptive radial basis function neural network for short-term electricity price forecasting," *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 3, No. 4, pp. 325-335, Apr. 2009.
- [Meibom07] Meibom, P., Barth, R., Brand, H., Weber, C., "Wind power integration studies using a multi-stage stochastic electricity system model," *Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, FL, Jun. 2007.
- [Methaprayoon07] Methaprayoon, K., Yingvivanapong, C., Lee, W.-J., Liao, J., "An integration of ANN wind power estimation into unit commitment considering the forecasting uncertainty," *IEEE Trans. Industry Applications*, Vol. 43, No. 6, pp. 1441-1448, Nov. 2007.

- [Meucci05] Meucci, A., "Risk and asset allocation," *Springer Finance*, 1<sup>st</sup> edition, 2005.
- [MIBEL09] Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), "Descrição do Funcionamento do MIBEL," Novembro de 2009.
- [MIBEL11] Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), "Harmonização regulatória da integração da produção em regime especial no MIBEL e na operação dos respectivos Sistemas Eléctricos," Novembro de 2011.
- [Milborrow03] Milborrow, D., "Forecasting for scheduled delivery," *Wind Power Monthly*, Dec. 2003.
- [Monteiro09] Monteiro, C., Bessa, R., Miranda, V., Botterud A., Wang, J., Conzelmann, G., "Wind power forecasting: State-of-the-art 2009," Argonne National Laboratory, Nov. 2009.
- [Morales10] Morales, J.M., Conejo, A.J., Pérez-Ruiz, J., "Short-term trading for a wind power producer," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 25, No. 1, pp. 554-564, Feb. 2010.
- [Morettin06] Morettin, P.A., Toloí, C.M., "Análise de séries temporais," 2<sup>a</sup> edição, São Paulo, Edgard Blucher, 2006.
- [Naresh02] Naresh, R., Sharma, J., "Short-term hydro scheduling using two-phase neural network," *Int. J. Electric Power Energy Syst.*, Vol. 24, No. 7, pp. 583-590, Oct. 2002.
- [Nicolaisen00] Nicolaisen, J.D., Richter Jr., C.W., Sheblé, G.B., "Price signal analysis for competitive electric generation companies," *Proc. Conf. Electrical Utility Deregulation Restructuring Power Technologies*, London, U.K., Apr. 2000.
- [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.
- [Noori09] Noori, R., Abdoli, M.A., Farokhnia, A., Abbasi, M., "Results uncertainty of solid waste generation forecasting by hybrid of wavelet transform-ANFIS and wavelet transform-neural network," *Expert Systems with Applications*, Vol. 36, No. 6, pp. 9991-9999, Jan. 2009.

- [Nurnberg02] Nurnberg, R., Romisch, W., "A two-stage planning model for power scheduling in a hydro-thermal system under uncertainty," *Optimization and Engineering*, Vol. 3, No. 4, pp. 355-378, 2002.
- [OE12] Ordem dos Engenheiros (OE). Disponível em: <http://www.ordemengenheiros.pt/oe/ingenium/ing105.pdf>, Acedido em: 16/01/2012.
- [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, Feb. 2005.
- [Olsson10] Olsson, M., Perninge, M., Söder, L., "Modeling real-time balancing power demands in wind power systems using stochastic differential equations," *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 80, No. 8, pp. 966-974, Aug. 2010.
- [OMEL11] Market operator of the electricity market of the Iberian Peninsula, (OMEL). Disponível em: <http://www.omel.es>, Acedido em: 11/12/2011.
- [Ortega01] Ortega, N.R.S., "Aplicação da teoria de conjuntos fuzzy a problemas da biomedicina," Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, 2001.
- [Ozcan99] Ozcan, E., Mohan, C., "Particle swarm optimization: Surfing the waves," *Proc. IEEE Congress Evol. Comput.*, Vol. 3, pp. 1939-1944, Jul. 1999.
- [Pappala09] Pappala, V.S., Erlich, I., Rohrig, K., Dobschinski, J., "A stochastic model for the optimal operation of a wind-thermal power system," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 24, No. 2, pp. 940-950, May 2009.
- [Peças-Lopes07] Peças-Lopes, J.A., Hatziargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., Jenkins, N., "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities", *Int. J. Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 77, No. 9, pp. 1189-1203, Jul. 2007.

- [Pérez-Díaz10] Pérez-Díaz, J.I, Wilhelmi, J.R, Aréval, L.A., "Optimal short-term operation schedule of a hydropower plant in a competitive electricity market," *Energy Convers. Manage.*, Vol. 51, No. 12, pp. 2955-2966, Dec. 2010.
- [Pflug07] Pflug, G. C., Rómisch, W., "Modeling, Measuring and Managing Risk," *World Scientific Publishing Company*, Hackensack, 2007.
- [Pindoriya08] Pindoriya, N. M., Singh, S. N., Singh, S. K., "An adaptive wavelet neural network-based energy price forecasting in electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 23, No. 3, pp. 1423-1432, Aug. 2008.
- [Pineda10] Pineda S, Conejo AJ. "Scenario reduction for risk-averse electricity trading," *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 4, No. 6, pp. 694-705, Jun. 2010.
- [Pinson 07] Pinson, P., Chevallier, C., Kariniotakis, G., "Trading wind generation from short-term probabilistic forecasts of wind power," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 3, pp. 1148-1156, Aug. 2007.
- [Plazas05] Plazas, M.A., Conejo, A.J., Prieto, F. J., "Multimarket optimal bidding for a power producer," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 4, pp. 2041-2050, Nov. 2005.
- [PNBEPH07] Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), Novembro 2007.
- [Potter06] Potter, C.W., Negnevitsky, W., "Very short-term wind forecasting for Tasmanian power generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 21, No. 2, pp. 965-972, May 2006.
- [Porter10] Porter, K., Rogers, J., "Status of centralized wind power forecasting in North America: May 2009 - May 2010," *NREL subcontract report NREL/SR-550-47853*, Apr. 2010.
- [Pousinho09] Pousinho, H.M.I., "*Nova metodologia de optimizada da exploração de recursos hídricos: Programação não linear inteira mista*," Dissertação de Mestrado, Universidade da Beira Interior, Covilhã, Portugal, Junho 2009.

- [Ragwitz07] Ragwitz, M., Held, A., Resch, G., Faber, T., Haas, R., Huber, C., Morthorst, P.E., Jensen, S.G., Coenraads, R., Voogt, M., Reece, G., Konstantinaviciute, I., Heyder, B., "Assessment and optimization of renewable energy support schemes in the European electricity market," OPTRES Final Report, Karlsruhe, 2007.
- [Rahimiyan07] Rahimiyan, M., Mashhadi, H.R., "Risk analysis of bidding strategies in an electricity pay as bid auction: A new theorem," *Energy Convers. Manage.*, Vol. 48, pp. 131-137, 2007.
- [Ramirez-Rosado09] Ramirez-Rosado, I.J., Fernandez-Jimenez, L.A., Monteiro, C., Sousa, J., Bessa, R., "Comparison of two new short-term wind-power forecasting systems," *Renew. Energy*, Vol. 34, No. 7, pp. 1848-1854, Jul. 2009.
- [Reis05] Reis, A.J.R., Da Silva, A.P.A., "Feature extraction via multiresolution analysis for short-term load forecasting," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 1, pp. 189-198, Feb. 2005.
- [REN10] Redes Energéticas Nacionais (REN). Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>, Acedido em: 13/12/2010.
- [REN12] Redes Energéticas Nacionais (REN), Dados Técnicos - Electricidade 2011. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>, Acedido em: 30/01/2012.
- [Roberts05] Roberts, B., McDowall, J., "Commercial success in power storage," *IEEE Power Energy Mag.*, Vol. 3, No. 3, pp. 24-30, Mar. 2005.
- [Rockafellar02] Rockafellar, R.T., Uryasev, S., "Conditional value-at-risk for general loss distributions," *J. Banking & Finance*, Vol. 26, No. 7, pp. 1443- 1471, Jul. 2002.
- [Rockafellar07] Rockafellar, R. T., "Coherent approaches to risk in optimization under uncertainty. Tutorials in operations research, or tools and applications: glimpses of future technologies," *INFORMS*, 2007.
- [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, Feb. 2004.

- [Santana06] Santana, J.J.E, Resende, M.J., "Reflectir Energia," ETEP - Edições Técnicas e Profissionais-Marca registada de LIVRIMPOR, pp. 191, ISBN-13:978-972-8480-14-1, ISBN-10:972-8480-14-8, Deposito legal: 247380/06, Setembro 2006.
- [Schainker04] Schainker, R.B., "Executive overview: Energy storage options for a sustainable energy future," *Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting*, Vol. 2, pp. 2309-2314, Jun. 2004.
- [Sfetsos00] Sfetsos, A., "A comparison of various forecasting techniques applied to mean hourly wind speed time series," *Renew. Energy*, Vol. 21, pp. 23-35, 2000.
- [Sfetsos02] Sfetsos, A., "A novel approach for the forecasting of mean hourly wind speed time series," *Renew. Energy*, Vol. 27, No. 2, pp. 163-174, 2002.
- [Shahidehpour02] Shahidehpour, M., Yamin, H., Li, Z. "Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling and risk management," New York: Wiley, 2002.
- [Sheblé99] Sheblé, G.B.: "Computational auction mechanisms for restructured power industry operation," Norwell, MA: Kluwer Academic Publishers, 1999.
- [Shing93] Shing, J., Jang, R., "ANFIS: Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 23, No. 3, pp. 665-685, May 1993.
- [Shi04] Shi, Y., "Feature article on particle swarm optimization," *IEEE Neural Network Society, Feature Article*, pp. 8-13, Feb. 2004.
- [Shoorehdeli09] Shoorehdeli, M.A., Teshnehlab, M., Sedigh, A.K., Khanesar, M.A., "Identification using ANFIS with intelligent hybrid stable learning algorithm approaches and stability analysis of training methods," *Applied Soft Computing*, Vol. 9, No. 2, pp. 833-850, Mar. 2009.
- [Shrestha05] Shrestha, G.B., Kokharel, B.K., Lie, T.T., Fleten, S-E, "Medium term power planning with bilateral contracts," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 2, pp. 627-633, May 2005.
- [Sideratos07] Sideratos, G., Hatziargyriou, N. D., "An advanced statistical method for wind power forecasting," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 1, pp. 258-265, Feb. 2007.

- [Simoglou12] Simoglou, C.K., Biskas, P.N., Bakirtzis, A.G., "Optimal self-scheduling of thermal units during commissioning," *IEEE Trans. on Power Syst.*, Vol. 27, No. 1, pp. 181-188, Feb. 2012.
- [Singh08] Singh, S.N., Erlich, I., "Strategies for wind power trading in competitive electricity markets," *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 23, No. 1, pp. 249-256, Mar. 2008.
- [Sioshansi10] Sioshansi, R., "Evaluating the impacts of real-time pricing on the cost and value of wind generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 25, No. 2, pp. 741-748, May 2010.
- [Siu01] Siu, T., Nash, G., Shawwash, Z., "A practical hydrodynamic unit commitment and loading model," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 16, No. 2, pp. 301-306, May 2001.
- [Smith04] Smith, J.C., Demeo, E.A., Parsons, B., Milligan, M., "Wind power impacts on electric power system operating costs: summary and perspective on work to date," *Proc. 2004 Global WINDPOWER Conf.*, Chicago, Illinois, Mar. 2004.
- [Soleymani06] Soleymani, S., Ranjbar, A.M., Shirani, A.R., "Using market simulation to recognize the price maker firms," *Int. Conf. on Power System Technology*, Chongqing, 2006.
- [Soman10] Soman, S.S., Zareipour, H., Malik, O., Mandal, P., "A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons", *Proc. 42<sup>nd</sup> North American Power Symposium – 2010 NAPS*, Arlington, Texas, USA, Sept 2010.
- [Sousa05] Sousa, J.A.M., "*Integração de mercados liberalizados de energia eléctrica com aplicações ao MIBEL*," Tese de Doutoramento, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, Portugal, Maio 2005.
- [Sousa07] Sousa, J.C.V., "*Estimativa da remuneração da de centrais hídricas em mercados de electricidade*," Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, Setembro 2007.
- [Sousa12] Sousa, J.A.M, "A liberalização do sector eléctrico e o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL)," Disponível em: <http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/jsousa/>, Acedido em: 08/01/2012.

- [Spencer02] Spencer, R., "Untapped potential of wind power," *IEEE Power Eng. Rev.*, Vol. 22, No. 9, pp. 10-11, Sept. 2002.
- [Strang97] Strang, G., Nguyen, T., "Wavelets and filter banks," 2<sup>nd</sup> ed. Wellesley, MA: Wellesley-Cambridge Press, 1997.
- [Tiedemann07] Tiedemann S., "Risk measures with preselected tolerance levels in two-stage stochastic mixed-Integer programming," *Cuvillier Verlag.*, Göttingen, Germany, 2007.
- [Toh11] Toh, G.K., Gooi, H.B., "Incorporating forecast uncertainties into EENS for wind turbine studies," *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 81, No. 2, pp. 430-439, Feb. 2011.
- [Topaloglou04] Topaloglou, N., "A stochastic programming framework for international portfolio management," Universidade do Chipre, 2004.
- [Torre02] Torre, S., Arroyo, J.M., Conejo, A.J., Contreras, J., "Price maker self-scheduling in a pool-based electricity market: A mixed integer LP approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 17, No. 4, pp. 1037-1042, Nov. 2002.
- [Trancoso05] Trancoso, A.R., Domingos, J.D., Pestana, R., "Previsibilidade da Energia Eólica," *XXIX Jornadas Científicas da Associação Meteorológica Espanhola e 7º Encontro Hispano-Luso de Meteorologia*, Pamplona, Espanha, Apr. 2005.
- [Triki05] Triki, C., Beraldi, P., Gross, G., "Optimal capacity allocation in multi-auction electricity markets under uncertainty," *Comput. Oper. Res.*, Vol. 32, No. 2, pp. 201-217, Feb. 2005.
- [Tuohy08] Tuohy, A., Denny, E., Meibom, P., O'Malley, M., "Benefits of stochastic scheduling for power systems with significant installed wind power," *Proc. IEEE PMAPS*, Puerto Rico, 2008.
- [Tuohy11] Tuohy, A., Meibom, P., Denny, E., O'Malley, M., "Unit commitment for systems with significant wind penetration," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 24, No. 2, pp. 592-601, May 2009.
- [Twomey05] Twomey, P., Green, R., Neuhoff, K., Newbery, D., "A review of the monitoring of market power: the possible roles of TSOs in monitoring for market power issues in congested transmission systems," *J. Energy Literature*, Vol. 11, pp. 3-54, 2005.

- [Ugedo06] Ugedo, A., Lobato, E., Franco, A., Rouco, L., Fernandez-Caro, J., Chofre, J., "Strategic bidding in sequential electricity markets," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 153, No. 4, Jul. 2006
- [Ummels07] Ummels, B., Gibescu, M., Pelgrum, E., Kling, W., Brand, A., "Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch," *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 22, No. 1, pp. 44-51, Mar. 2007.
- [Usaola07] Usaola, J., Angarita, J., "Bidding wind energy under uncertainty," *Proc. of the 2007 ICCEP*, Capri, Italy, May 2007.
- [Usaola09] Usaola, J., Moreno, M.A., "Optimal bidding of wind energy in intraday markets," *Proc. 6<sup>th</sup> Int'l Conf. on European Energy Market - EEM 2009*, Leuven, Belgium, May 2009.
- [Valenzuela11] Valenzuela, J., Wang, J., "A probabilistic model for assessing the long-term economics of wind energy," *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 81, No. 4, pp. 853-861, Apr. 2011.
- [Valle08] Valle, Y., Venayagamoorthy, G.K., Mohagheghi, S., Hernandez, J-C., Harley, R.G., "Particle swarm optimization: Basic concepts, variants and applications in power systems," *IEEE Trans. Evolutionary Comput.*, Vol. 12, No. 2, pp. 171-195, Apr. 2008.
- [Vandezande10] Vandezande, L., Meeus, L., Belmans, R., Saguan, M., Glachant, J-M., "Well-functioning balancing markets: A prerequisite for wind power integration," *Energy Policy*, Vol. 38, No. 7, pp. 3146-3154, Jul. 2010.
- [Wang04] Wang, J., Yuan, X., Zhang, Y., "Short-term scheduling of large-scale hydroelectric systems for energy maximization," *J. Water Resources Planning and Manage.*, Vol. 130, No. 3, pp. 198-205, May 2004.
- [Wallce03] Wallace, S.W., Fleten, S.-E., "Stochastic programming models in energy," in *Stochastic Programming, Handbooks in Oper. Res. Manage. Science*, A. Ruszcynski and A. Shapiro, Eds. New York: Elsevier, Vol. 10, pp. 637-677, 2003.

- [Watkins00] Watkins, D.W., McKinney, L.S., Nielson, S.S., Martin, Q.W., "A scenario-based stochastic programming model for water supplies from the highland lakes," *Int. Trans. Oper. Res.*, Vol. 7, No. 3, pp. 211-230, May 2000.
- [Weron04] Weron, R., Bierbrauer, M., Trück, S., "Modeling electricity prices: jump diffusion and regime switching," *Physica A*, Vol. 336, No. 1, pp. 39-48, May 2004.
- [Wogrin11] Wogrin, S., Centeno, E., Barquín, J., "Generation capacity expansion in liberalized electricity markets: A stochastic MPEC approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 26, No. 4, pp. 2526- 2532, Nov. 2011.
- [Wu07] Wu, Y-K., Hong, J-S., "A literature review of wind forecasting technology in the world," *Proc. IEEE Power Tech Conf.*, Lausanne, Switzerland, Jul. 2007.
- [Wu08] Wu, J.K., Zhu, J.Q., Chen, G.T., Zhang, H.L., "A hybrid method for optimal scheduling of short-term electric power generation of cascaded hydroelectric plants based on particle swarm optimization and chance-constrained programming," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 23, pp.1570-1579, Nov. 2008.
- [Xie11] Xie, L., Carvalho, P.M.S., Ferreira, L.A.F.M., Liu, J., Krough, B. H.N.P., Ilić, M.D., "Wind integration in power systems: Operational challenges and possible solutions," *Proc. IEEE*, Vol. 99, No. 1, Jan. 2011.
- [Xu03] Xu, Z., Dong, Z.Y., and Liu, W.Q.: "Short-term electricity price forecasting using wavelet and SVM techniques," *Proc. 3<sup>rd</sup> Int. DCDIS Conf. Engineering Applications and Computational Algorithms*, Guelph, Ontario, Canada, May 2003.
- [Xue08] Xue, Y., Venkatesh, B., Chang, L., "Bidding wind power in short-term electricity market based on multiple-objective fuzzy optimization," *Proc. Canadian Conf. on Electrical and Computer Engineering - CCECE 2008*, Niagara Falls, ON, Canada, May 2008.
- [Yan93] Yan, H., Luh, P.B., Guan, X., Rogan, P.M., "Scheduling of hydrothermal power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 8, No. 3, pp. 1358-1365, Aug. 1993.

- [Yang10] Yang, M., Nguyen, F., De T'Serclaes, P., Buchner, B., "Wind farm investment risks under uncertain CDM benefit in China," *Energy Policy*, Vol. 38, No. 3, pp. 1436-1447, Mar. 2010.
- [Yu04] Yu, W., Li, X., "Fuzzy identification using fuzzy neural networks with stable learning algorithms," *IEEE Trans. Fuzzy Syst.*, Vol. 12, No. 3, pp. 411-420, Jun. 2004.
- [Yun08] Yun, Z., Quan, Z., Caixin, S., Shaolan, L., Yuming, L., Yang, S., "RBF neural network and ANFIS-based short-term load forecasting approach in real-time price environment," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 23, No. 3, pp. 853-858, Aug. 2008.
- [Zhang03] Zhang, G.P., "Time series forecasting using a hybrid ARIMA and neural network model," *Neurocomputing*, Vol. 50, pp. 159-175, Jan. 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, Feb. 2005.
- [Zhao07] Zhao, J.H., Dong, Z.Y., Li, X., Wong, K.P., "A framework for electricity price spike analysis with advanced data mining methods," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 1, pp. 376-385, Feb. 2007.
- [S1] [http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/renewable\\_energy/l27065\\_pt.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/l27065_pt.htm), Acedido em: 23/11/2011.